



INFORME TÉCNICO FINAL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2020

Abril de 2021

ÍNDICE

1	Introducción	6
2	Resumen Ejecutivo	9
3	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	10
3.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	10
3.1.1	Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)	10
3.1.2	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas.....	11
3.1.3	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Kimal	12
3.1.4	Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)	13
3.1.5	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai	14
3.1.6	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT).....	15
3.1.7	Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM).....	16
3.1.8	Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada	17
3.1.9	Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT).....	18
3.1.10	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Ancoa (NCER AT)	19
3.1.11	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción – Hualpén	19
3.1.12	Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT).....	20
3.2	OBRAS NUEVAS.....	21
3.2.1	Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal.....	21
3.2.2	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	23
4	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal	26
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	26
	Sistema B.....	26
4.1.1	Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT) 26	
4.1.2	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle	28
	Sistema D	29
4.1.1	Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)	29
4.1.2	Ampliación en S/E Santa Raquel (NTR ATMT)	30
	Sistema E.....	31
4.1.1	Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	32
4.1.2	Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT).....	33
4.1.3	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, Tramo Punta de Cortés – Puente Alta 34	



4.1.4	Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	35
4.1.5	Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS).....	36
4.1.6	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT).....	36
4.1.7	Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé .	37
4.1.8	Seccionamiento Línea 1x66 kV Teno – Curicó en S/E Rauquén 66 kV (BS).....	38
4.1.9	Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	39
4.1.10	Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)	40
4.1.11	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT).....	41
4.1.12	Ampliación en S/E Monterrico (NTR ATMT)	42
4.1.13	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	43
4.1.14	Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo	44
4.1.15	Ampliación en S/E Santa Elisa 66 kV (NBP+BT), Nuevo Transformador (ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	45
4.1.16	Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT).....	46
4.1.17	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.....	47
4.1.18	Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	48
4.1.19	Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS).....	49
	Sistema F.....	50
4.1.1	Ampliación en S/E Los Lagos (NTR ATMT)	51
4.1.2	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	52
4.2	OBRAS NUEVAS.....	53
	Sistema B.....	53
4.2.1	Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca.....	53
	Sistema E.....	54
4.2.1	Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue – Rosario.....	55
4.2.2	Nueva S/E Seccionadora Buenavista	57
4.2.3	Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares.....	59
4.2.4	Nueva S/E Seccionadora Buli	61
4.2.5	Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 kV Coiquén – Hualte.....	63
4.2.6	Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II	64
5	Fórmulas de Indexación de las Obras de Expansión	66
6	Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión	68
6.1	OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN	68
6.2	HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN	68
6.3	ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	69



6.3.1	Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética.....	69
6.3.2	Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.....	72
6.3.3	Plan de obras de Generación y Transmisión.....	74
6.3.4	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión.....	77
6.3.5	Proyección de Precios de Combustibles.....	94
6.3.6	Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas.....	96
6.3.7	Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional.....	105
6.3.8	Costos de Falla.....	107
6.3.9	Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión.....	108
6.4	ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN.....	108
6.4.1	Análisis Preliminar.....	108
6.4.2	Análisis de Suficiencia de los Sistemas de Transmisión.....	108
6.4.3	Análisis de Seguridad y Resiliencia.....	110
6.4.4	Análisis de Mercado Eléctrico Común.....	113
6.4.5	Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión.....	115
7	Evaluación de los Proyectos y Resultados.....	120
7.1	PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL.....	120
7.1.1	Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas.....	120
7.1.2	Apoyo al Sistema de transmisión de la Región de Antofagasta.....	122
7.1.3	Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada 124	
7.1.4	Nueva S/E Seccionadora La Invernada.....	126
7.2	PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO.....	129
7.2.1	Proyectos para Garantizar la Seguridad.....	129
7.2.2	Proyectos para Garantizar la Calidad de Servicio.....	132
7.3	PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA.....	142
7.3.1	Apoyo al Abastecimiento de Ovalle.....	143
7.3.2	Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT).....	146
7.3.3	Ampliación en S/E Santa Raquel (NTR ATMT).....	146
7.3.4	Apoyo abastecimiento de la ciudad de Chillán.....	147
7.3.5	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.....	149
7.3.6	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT).....	150
7.3.7	Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT).....	150
7.3.8	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT).....	151
7.3.9	Ampliación en S/E Las Cabras (RTR ATMT).....	152

7.3.10	Nueva S/E LLequ y Nueva Línea 2x154 kV LLequ – Linares	152
7.3.11	Ampliación en S/E Monterrico (NTR ATMT)	154
7.3.12	Nueva S/E Seccionadora Buenavista	155
7.3.13	Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 kV Coiquén – Hualte.....	157
7.3.14	Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	159
7.3.15	Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT).....	159
7.3.16	Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT).....	160
7.3.17	Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT) y Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, Tramo Punta de Cortés – Puente Alta.....	161
7.3.18	Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	162
7.3.19	Nueva S/E Totihue y Nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario	163
7.3.20	Nueva S/E Seccionadora Buli	165
7.3.21	Ampliación en S/E Los Lagos (NTR ATMT)	167
7.3.22	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	167
7.4	ANÁLISIS DE RESILIENCIA.....	169
7.4.1	Eventualidad 1: Maremoto.....	169
7.4.2	Eventualidad 2: Shock de Precios de Combustible	174
7.4.3	Hidrologías Extremas	175
7.5	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN.....	177
8	Valorización de las Obras de Expansión.....	179
8.1	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.....	179
8.2	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	181
8.3	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL.....	182
8.4	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	186
9	Anexos	187

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, Ley General de Servicios Eléctricos, 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, 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) a que se refiere el artículo 83° de la misma ley, que desarrolle el Ministerio de Energía, la 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 de 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° 375, de 26 de marzo de 2020.

Finalmente, el artículo 87° de la Ley, en su inciso final, concluye señalando que la planificación de la transmisión podrá considerar, asimismo, 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 las mismas. 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 que intervienen instalaciones de transmisión dedicadas.

Por otra parte, el artículo 91° de la Ley establece el procedimiento que debe seguir 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, “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, la que puede además incluir las propuestas presentadas por promotores. Dicha propuesta fue debidamente presentada por el Coordinador.

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.

Con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido tanto en el artículo 87° y 91° de la Ley, y con arreglo a lo establecido en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936, la Comisión dictó dos resoluciones con normas de carácter reglamentarias atinentes al proceso de planificación. Mediante Resolución Exenta N° 18, de 10 de enero de 2017, modificada luego a través de Resoluciones Exentas N° 187, de 18 de abril, N° 440, de 11 de agosto, N° 583, de 18 de octubre, y N° 623, de 10 de noviembre, todas del 2017, y Resolución Exenta N° 45, de 30 de enero de 2018, se establecieron las normas procedimentales estrictamente necesarias para el proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936. A su turno, mediante Resolución Exenta N° 384, de fecha 20 de julio de 2017, se establecieron los criterios y la metodología aplicable al primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme lo dispuesto en la Ley N° 20.936, la que luego fue dejada sin efecto y reemplazada por la Resolución Exenta N° 711 y su posterior modificación mediante la Resolución Exenta N° 675 de 2018, que estableció la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley, en conformidad a la cual se elaboró el presente Informe Final.

Por su parte, dando cumplimiento a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 87° de la Ley, y conforme a lo establecido en la Resolución Exenta N° 382, de 20 de julio 2017, que establece las normas necesarias para la adecuada implementación del Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 90° de la Ley, mediante las respectivas publicaciones en el Diario Oficial y en diarios de circulación nacional, se efectuó la convocatoria para la inscripción en el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación, y mediante correo electrónico se solicitó, a quienes ya se encontraban inscritos en el referido registro, que confirmaran su interés en permanecer en el mismo y la actualización de sus datos, en caso de corresponder. La convocatoria concluyó con la dictación de la Resolución Exenta N° 30 de la Comisión, de 27 de enero de 2021, a través de la cual se actualizó el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión y se estableció un listado refundido de los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritas en dicho registro.

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.

De esta manera, habiéndose cumplido con lo dispuesto en los artículos 87° y 91° de la Ley y en las demás disposiciones citadas, a continuación se presenta el Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2020.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal de este Informe Técnico Final consiste en presentar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) correspondiente al año 2020, 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 a lo establecido en el artículo 91° de la Ley.

Además, esta Comisión ha realizado sus propios análisis, basados en la metodología establecida en la Resolución Exenta N° 711 de 2017, su posterior modificación mediante la Resolución Exenta N° 675 de 2018, en adelante, “Resolución Exenta N° 711 o “RE N° 711”, y en consideración a los antecedentes disponibles durante el desarrollo del presente proceso de planificación de la transmisión.

El presente Informe Final contiene un listado de obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional y un listado de obras de expansión 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 46 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 511 millones.

En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, se presenta un total de 14 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 320 millones, de las cuales 12 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 118 millones aproximadamente, y 2 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 202 millones aproximadamente.

Respecto de los sistemas de transmisión zonal, se presenta un total de 32 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 192 millones, de las cuales 25 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 82 millones aproximadamente, y 7 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 110 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, no incluyó polos de desarrollo.

Finalmente, se estima que las obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción a partir del segundo semestre de 2023.

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	Propietarios	Ejecución
1	Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)	36	20.006.941	38	Transelec S.A.	Obligatoria
2	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas - Lagunas	48	3.790.073	47	Transelec S.A.	Obligatoria
3	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	30	5.719.949	44	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. y Transelec S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)	48	2.496.381	49	Transelec S.A.	Obligatoria
5	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai	24	10.481.417	44	AES Gener S.A. y Transelec S.A.	Obligatoria
6	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	36	19.012.593	37	Transelec S.A.	Obligatoria
7	Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)	18	1.302.118	47	ENGIE Energía Chile S.A.	Condicionada
8	Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada	30	10.022.415	33	Transelec S.A.	Obligatoria
9	Ampliación en S/E Don Goyo 220 KV (BPS+BT)	30	2.563.330	47	Parque Eólico El Arrayán SpA	Obligatoria
10	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Ancoa (NCER AT)	36	34.190.792	38	Transelec S.A.	Obligatoria
11	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	30	4.212.710	36	Transelec S.A.	Obligatoria
12	Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)	30	3.946.164	28	Transelec Holdings Rentas Limitada	Condicionada

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

3.1.1 REEMPLAZO EQUIPO DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN S/E LAGUNAS (RCER AT)

3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el reemplazo del banco de condensadores existentes de 60 MVAR en la subestación Lagunas 220 kV por un equipo de compensación estática de reactivos con capacidad de regulación dinámica (CER o STATCOM) de ± 100 MVAR, el cual se deberá conectar en configuración doble barra principal más barra de transferencia. A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento asociado a esta obra que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del reemplazo.

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. 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 20.006.941 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 320.111 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV TARAPACÁ – LAGUNAS, TRAMO NUEVA LAGUNAS – LAGUNAS

3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, en el tramo que resulta entre el punto de seccionamiento asociado a la obra nueva “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” en la subestación Nueva Lagunas y la subestación Lagunas, de aproximadamente 5 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor ACAR 1200 MCM, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C con sol.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento asociado a esta obra que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

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

3.1.2.3 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 3.790.073 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 60.641 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.2.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” y “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)”, individualizadas en los numerales 3.2.1 y 3.1.4 del presente Informe, respectivamente.

3.1.3 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUESTRO – KIMAL

3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Encuentro – Kimal, de aproximadamente 10 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor ACAR 900 MCM por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C con sol.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento asociado a esta obra que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

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

3.1.3.3 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 5.719.949 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 91.519 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 500 KV (IM)

3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la subestación Kimal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”, conectándola en diagonales distintas, y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

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

3.1.4.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.496.381 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 39.942 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 las obras “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” y “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas”, individualizadas en los numerales 3.2.1 y 3.1.2 del presente Informe, respectivamente.

3.1.5 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI

3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai, de aproximadamente 30 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del o los conductores que la componen, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 660 MVA por circuito a 35°C con sol.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento asociado a esta obra que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

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

3.1.5.3 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 10.481.417 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 167.703 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)

3.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

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

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV y de nuevos proyectos en la zona.

A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV y 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. 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 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.

3.1.6.3 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 19.012.593 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 304.201 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E ALGARROBAL 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 220 kV de la subestación Algarrobal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de futuros proyectos de la zona.

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

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, 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 18 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 (COMA) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 1.302.118 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 20.834 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.7.4 Licitación

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado solo en caso de que no se autorice la solicitud presentada por Engie Energía Chile S.A. para ejecutar las obras del proyecto “Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV para la conexión de la central Sol de Vallenar mediante línea AT 1x220 kV”,

de acuerdo a lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos, antes del inicio del proceso licitatorio respectivo.

3.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E DON HÉCTOR 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV NUEVA MAITENCILLO – PUNTA COLORADA

3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Don Héctor, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada en dicha subestación, con sus respectivos paños de conexión, la cual utilizará dos diagonales con equipamiento híbrido, siguiendo el estándar existente en la subestación, y dos diagonales para la conexión de futuros proyectos en la zona.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Don Héctor, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión 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. 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 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.

3.1.8.3 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 10.022.415 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 160.359 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E DON GOYO 220 KV (BPS+BT)

3.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales y de transferencia, e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Don Goyo, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada con barra de transferencia, para cuatro nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra nueva “Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca” y nuevos proyectos de la zona. Para lo anterior, se deberán considerar 2 nuevas posiciones por cada sección de barra, debiendo cada circuito de la nueva línea antes mencionada quedar conectada a distintas secciones de barra.

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. 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 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.

3.1.9.3 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 2.563.330 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 41.013 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 “Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca”, “Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)” y “Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle”, individualizadas en los numerales 4.2.1, 4.1.1 y 4.1.2 del presente Informe, todas del Sistema B, respectivamente.

3.1.10 NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN S/E ANCOA (NCER AT)

3.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un equipo de compensación estática de reactivos con capacidad de regulación dinámica (CER o STATCOM) de ± 200 MVAR en la subestación Ancoa 500 kV. A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras principales y de transferencia, e instalaciones comunes en el patio de 500 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a doble barra principal y barra de transferencia, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo de compensación reactiva a la barra ampliada.

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

3.1.10.3 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 34.190.792 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 547.053 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.11 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA – HUALPÉN, TRAMO CONCEPCIÓN – HUALPÉN

3.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, en el tramo comprendido entre los marcos de línea de las subestaciones Concepción y Hualpén, de aproximadamente 11 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor ACAR 900 MCM por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 230 MVA a 35°C con sol.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento asociado a esta obra que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

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

3.1.11.3 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 4.212.710 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 67.403 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.12 REACTOR EN S/E NUEVA ANCUD (NR AT)

3.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un reactor trifásico de 50 MVAr en la subestación Nueva Ancud 220 kV. El proyecto considera los equipos necesarios para la conexión en configuración interruptor y medio, completando la media diagonal disponible que resulta del proyecto Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé”, fijada en el decreto exento N° 171, de 2020, del Ministerio de Energía (numeral 1.16 del artículo primero).

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. 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 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.

3.1.12.3 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 3.946.164 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 63.139 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 la obra “Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé”, fijada en el decreto exento N° 171, de 2020, del Ministerio de Energía (numeral 1.16 del artículo primero).

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 3.2: Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Nacional

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal	48	194.462.361	Obligatoria
2	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	30	7.519.702	Condicionada

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

3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA NUEVA LAGUNAS Y NUEVA LÍNEA 2X500 KV NUEVA LAGUNAS – KIMAL

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Nueva Lagunas, mediante el seccionamiento de la línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas en las

cercanías de la actual subestación Lagunas, con sus respectivos paños de línea y patios en 500 kV y 220 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores de 500/220 kV de 750 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.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Nueva Lagunas, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona hacia la subestación Tarapacá, mientras que, hacia la subestación Lagunas, el enlace debe poseer un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C con sol.

La configuración de los patios de 500 kV y 220 kV de la subestación Nueva Lagunas 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 para ambos patios. Para el patio de 500 kV, se deberá considerar espacio en barra y plataforma para dos diagonales, de manera de permitir la conexión de la nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal, la conexión del transformador de poder 500/220 kV, la cual completará una de las medias diagonales asociadas a la nueva línea y la conexión de nuevos proyectos en la zona. Por otra parte, para el patio de 220 kV, se deberá considerar espacio en barra y plataforma, para tres diagonales, de manera de permitir el seccionamiento de la línea de 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, la conexión del banco de autotransformadores 500/220 kV y la conexión de nuevos proyectos en la zona, además de terreno nivelado para dos futuras diagonales. En caso de definirse el desarrollo de estos patios en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción, el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos y el terreno nivelado indicado.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 5 kilómetros desde la subestación Lagunas, en el área ubicada al poniente de la Ruta 5 Norte.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 500 kV y, al menos, 1.700 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol para cada circuito, entre la nueva subestación Nueva Lagunas y la subestación Kimal, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada. La línea contempla también la instalación de equipos de compensación serie en el extremo de la subestación Nueva Lagunas, que permitan la compensación de, al menos, el 40% de su reactancia, así como la construcción de cuatro bancos de reactores shunt para la línea, de 75 MVAR, con su respectiva unidad de reserva, los cuales serán instalados uno en cada extremo de los circuitos de la línea.

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 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.

3.2.1.3 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 194.462.361 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 3.111.398 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.1.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas” y “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)”, individualizadas en los numerales 3.1.2 y 3.1.4 del presente Informe, respectivamente.

3.2.2 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA

3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada La Invernada, mediante el seccionamiento de la línea 1x220 kV Duquenco – Los Peumos y la

conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico, con sus respectivos paños de línea y patio en 220 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación La Invernada, con capacidad de transmisión de, al menos, 530 MVA a 35°C con sol.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación La Invernada 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 la construcción de dos medias diagonales para el seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos y una media diagonal para la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico, la cual completará una de las medias diagonales asociadas al seccionamiento, y espacios con terreno nivelado para tres futuras diagonales. 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, el espacio en plataforma para la conexión de nuevos proyectos y el terreno nivelado indicado.

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

El proyecto incluye 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 7.519.702 de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 120.315 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.2.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)”, individualizada en el numeral 4.1.19 del Sistema E del presente informe, a la adjudicación de la obra de ampliación “Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)”, fijada en el decreto exento N° 171, de 2020, del Ministerio de Energía (numeral 2.5.10 del artículo primero) y a la adjudicación de las obras “Nueva S/E Seccionadora Epuleufu” y “Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu”, fijadas en el decreto exento N° 185, de 2020, del Ministerio de Energía (numerales 2.8 y 2.9 del artículo primero, respectivamente).

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

El proyecto interviene la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 3.3: Instalación dedicada intervenida en el proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada

Instalación	Propietario
Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico	CMPC Celulosa

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 B

El Sistema B comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Diego de Almagro y Quillota del Sistema Eléctrico Nacional.

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

Tabla 4.1: Obras de Ampliación del Sistema B

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)	36	10.524.634	31	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Obligatoria
2	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	30	5.565.267	43	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria

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

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

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales y de transferencia, e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación La Ruca, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, para cuatro nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores 220/110 kV, un futuro segundo banco de autotransformadores y nuevos proyectos de la zona.

Adicionalmente, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio de 220 kV, en configuración interruptor y medio, con una capacidad de barras de, al menos 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberá considerar espacio en barra y plataforma para la construcción de cuatro diagonales asociados a la conexión de la obra nueva “Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca”, el nuevo equipo de transformación 220/110 kV, para un futuro banco de autotransformadores y 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 el futuro banco de autotransformadores y la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera un banco de autotransformadores 220/110 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.

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. 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 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.

4.1.1.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 10.524.634 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 168.394 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 las obras “Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)”, “Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle” y “Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca”, individualizadas en los numerales 3.1.9, 4.1.2 y 4.2.1, ambas del Sistema B del presente Informe, respectivamente.

El proyecto quedará condicionado, en su etapa de ampliación de la subestación, en particular respecto a la cantidad de posiciones a construir, a que no se autorice la solicitud presentada por Sociedad Austral de Electricidad S.A. para el proyecto asociado a la ampliación en S/E La Ruca, de acuerdo a lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos, siempre y cuando esta autorización se otorgue antes del inicio del proceso de licitación respectivo. De otorgarse la autorización en conformidad al inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos, se modifica la descripción de la obra en su primer párrafo, quedando como sigue:

“El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales y de transferencia, e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación La Ruca, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, para tres nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores 220/110 kV, un futuro segundo banco de autotransformadores y un nuevo proyecto de la zona.”

A su vez, se modifican los valores referenciales de la obra, resultando un V.I referencial de 10.419.224 dólares y un C.O.M.A. referencial de 166.708 dólares (1,6% del V.I referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X110 KV LA RUCA – OVALLE

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle, desde el punto de seccionamiento de la línea existente 2x110 kV Ovalle – El Peñón en S/E La Ruca hasta la subestación Ovalle, de aproximadamente 18 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del o los conductores que la componen, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 150 MVA por circuito a 35°C con sol.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento asociado a esta obra que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. 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 5.565.267 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 89.044 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 las obras “Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)”, “Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)” y “Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca”, individualizadas en los numerales 3.1.9, 4.1.1 y 4.2.1, ambas del Sistema B del presente Informe, respectivamente.

SISTEMA D

El Sistema D comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Cerro Navia y Alto Jahuel del Sistema Eléctrico Nacional.

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

Tabla 4.2: Obras de Ampliación del Sistema D

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)	24	4.481.984	34	Enel Transmisión Chile S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Santa Raquel (NTR ATMT)	24	3.861.485	34	Enel Transmisión Chile S.A.	Obligatoria

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

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E CHICUREO (NTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Chicureo mediante la instalación de un nuevo transformador 220/23 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 23 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, tres (3) celdas para alimentadores, la construcción de tres (3) espacios para celdas de futuros alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para banco de condensadores, la construcción de una celda de transición para la conexión a la celda de remonte asociada al conjunto de celdas N°2 y el espacio para una celda acopladora con remonte de barras para interconexión futura.

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. 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 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.

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 4.481.984 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 71.712 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA RAQUEL (NTR ATMT)

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Santa Raquel mediante la instalación de un nuevo transformador 110/12,5 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 12,5 kV, en configuración barra principal y barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro (4) celdas para alimentadores, cuatro (4) espacios para celdas de futuros alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para banco de condensadores y la construcción de tres celdas de interconexión a 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. 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 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.

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 3.861.485 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 61.784 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA E

El Sistema E comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Alto Jahuel y Temuco del Sistema Eléctrico Nacional.

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

Tabla 4.3: Obras de Ampliación del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	24	3.150.745	29	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	24	5.062.711	31	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
3	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, Tramo Punta de Cortés – Puente Alta	24	753.731	45	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	24	3.080.156	30	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS)	36	610.427	47	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
6	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)	24	4.294.296	27	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
7	Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) Y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé	24	4.271.895	27	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
8	Seccionamiento Línea 1x66 kV Teno – Curicó en S/E Rauquén 66 kV (BS)	30	1.981.703	26	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
9	Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	24	3.170.602	29	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
10	Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)	36	1.017.637	47	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
11	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)	24	2.999.768	28	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
12	Ampliación En S/E Monterrico (NTR ATMT)	24	2.985.560	33	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
13	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	24	1.749.830	30	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
14	Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo	36	2.029.322	23	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de	Obligatoria

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietario	Ejecución
					Chillán Ltda (Copelec)	
15	Ampliación en S/E Santa Elisa 66 kV (NBP+BT), Nuevo Transformador (ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	36	4.476.327	28	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda (Copelec)	Obligatoria
16	Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT)	24	3.438.292	28	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
17	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas	24	1.546.284	29	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
18	Ampliación En S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	24	2.266.082	33	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
19	Ampliación en S/E Celulosa Pacífico (BS)	30	2.870.929	24	CMPC Pacífico	Condicionada

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

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E ISLA DE MAIPO (RTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Isla de Maipo mediante el reemplazo del actual transformador N° 2 de 66/12 kV y 11,2 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/12 kV y 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y su respectivo paño de conexión en alta tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la barra de 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y la construcción de un paño seccionador de barras.

Además, el proyecto contempla completar los paños asociados a las líneas 1x66 kV El Monte – Isla de Maipo y 1x66 kV Paine – Isla de Maipo, todas en el extremo de subestación Isla de Maipo, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente, y manteniendo su configuración en barra simple.

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. 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 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.

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 3.150.745 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 50.412 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA DE CORTÉS (NTR ATAT)

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Punta de Cortés, mediante la instalación de un nuevo transformador 220-154/66 kV, de 75 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. El proyecto contempla completar una media diagonal disponible en el patio de 220 kV energizado en 154 kV que resulta del proyecto “Ampliación en S/E Punta de Cortés para Interconexión de Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche”, fijada en el decreto exento N° 293, de 2018, del Ministerio de Energía (numeral 2.4.6 del artículo primero). A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras B1 y B3 e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación Punta de Cortés, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a ambas secciones mencionadas.

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. 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 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.

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 5.062.711 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 81.003 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV PUNTA DE CORTÉS – TUNICHE, TRAMO PUNTA DE CORTÉS – PUENTE ALTA

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, en el tramo Punta de Cortés – Puente Alta, de aproximadamente 4,83 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor CU 2 AWG, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 46 MVA a 35° C con sol.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento asociado a esta obra que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

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

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 753.731 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 12.060 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E LAS CABRAS (NTR ATMT)

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Las Cabras mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y 25 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 15 kV, en configuración barra simple y barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro (4) paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y la construcción de un paño seccionador de barras.

Además, el proyecto contempla completar el paño asociado a la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras en el extremo de subestación Las Cabras, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente, y manteniendo su configuración de barra simple.

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. 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 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.

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 3.080.156 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 49.282 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E ROSARIO 66 KV (BS)

4.1.5.1 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 Rosario, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra nueva “Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue – Rosario”.

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. 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 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.

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 610.427 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 9.767 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue – Rosario”, individualizada en el numeral 4.2.1 del Sistema E del presente Informe.

4.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E LA RONDA (NTR ATMT)

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación La Ronda mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y 20 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 la sección de barra N°1 (asociada a la conexión de la línea

1x66 kV La Ronda – Tap La Paloma) e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple seccionada, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la sección ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 15 kV, en configuración barra simple y barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, tres (3) paños para alimentadores y el paño de conexión del transformador antes mencionado.

Además, el proyecto contempla completar el paño en 66 kV asociado al transformador existente, junto con los paños asociados a las líneas 1x66 kV San Fernando – La Ronda y 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – La Ronda, así como también la construcción de un nuevo paño para la línea 1x66 kV La Ronda – Tap La Paloma en el extremo de subestación La Ronda, reutilizando, cuando sea posible, la infraestructura existente, y manteniendo su configuración en barra simple seccionada.

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. 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 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.

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 4.294.296 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 68.709 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E PARRONAL (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV LOS MAQUIS – HUALAÑÉ

4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Parronal, mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV y 15 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez,

el proyecto considera la construcción de una nueva barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, para cuatro nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación existente con su respectivo nuevo paño de conexión, el nuevo transformador y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé en dicha subestación con sus respectivos paños de conexión.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la barra de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de al menos, tres (3) paños para nuevos alimentadores y el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado.

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. 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 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.

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 4.271.895 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 68.350 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.8 SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV TENO – CURICÓ EN S/E RAUQUÉN 66 KV (BS)

4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Teno – Curicó en la subestación Rauquén, completando los paños de las líneas 1x66kV Teno – Rauquén y 1x66 kV Rauquén – Curicó en el extremo de subestación Rauquén, reutilizando, cuando sea posible, la infraestructura existente y manteniendo su configuración de barra simple.

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. 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 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.

4.1.8.3 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 1.981.703 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 31.707 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 Seccionadora Buenavista”, individualizada en el numeral 4.2.2 del Sistema E del presente Informe.

4.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E PANGUILEMO (NTR ATMT)

4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Panguilemo mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 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 la ampliación de la barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo de transformación y la conexión del seccionamiento del circuito N°1 de la línea 2x66 kV Itahue – Talca a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para alimentadores y el paño de conexión del transformador antes mencionado.

Además, el proyecto contempla el seccionamiento del circuito N°1 de la línea 2x66 kV Itahue – Talca en la subestación Panguilemo, reutilizando, cuando sea posible, la infraestructura existente y manteniendo su configuración de barra simple.

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. 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 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.

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 3.170.602 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 50.730 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E LINARES 154 KV (BS)

4.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barra principal e instalaciones comunes del patio de 154 kV de la subestación Linares, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra nueva “Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares”.

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. 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 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.

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 1.017.637 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 16.282 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 la obra “Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares”, individualizada en el numeral 4.2.3 del Sistema E del presente Informe.

4.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E HUALTE (NTR ATMT)

4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Hualte mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 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 la ampliación de barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, en tres posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada, la conexión de la línea establecida en la obra “Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 kV Coiquén – Hualte” y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para alimentadores y el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado.

Además, el proyecto contempla completar el paño asociado a la línea 1x66 kV Cocharcas – Hualte, reutilizando, cuando sea posible, la infraestructura existente, y manteniendo su configuración de barra simple.

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. 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 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.

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 2.999.768 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 47.996 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO (NTR ATMT)

4.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Monterrico mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV y 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. El nuevo transformador se conectará a la actual barra de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple y barra de transferencia.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 13,8 kV, en configuración barra simple y barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro (4) paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y la construcción de un paño de conexión de compensación capacitiva.

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. 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 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.

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 2.985.560 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 47.769 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.13 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV SANTA ELVIRA – TAP EL NEVADO

4.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado, de aproximadamente 2 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor AAAC Butte por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento asociado a esta obra que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

Además, el proyecto contempla completar el paño de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado en el extremo de subestación Santa Elvira, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente y manteniendo su configuración en barra simple.

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. 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 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.

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 1.749.830 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 27.997 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.14 AMPLIACIÓN EN S/E QUILMO II 66 KV (BS) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV CHILLÁN – TAP QUILMO

4.1.14.1 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 Quilmo II, cuya configuración corresponde a barra simple, para cuatro nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo, con sus respectivos paños de conexión, la conexión de la obra nueva “Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II”, y un futuro proyecto de transmisión de servicio público.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Quilmo II, manteniendo al menos, las características técnicas de la línea de transmisión que se secciona, considerando las especificaciones técnicas de la obra “Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Chillán”, fijada en el Decreto Exento N°198 de 2019, del Ministerio de Energía, en su numeral 2.5.21.

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. 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 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.

4.1.14.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.029.322 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 32.469 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 “Ampliación en S/E Santa Elisa 66 kV (NBP+BT), Nuevo Transformador (ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira”, y “Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II”, individualizadas en los numerales 4.1.15, y 4.2.6 del presente Informe, todas del Sistema E, respectivamente.

4.1.15 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELISA 66 KV (NBP+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV NUEVA ALDEA – SANTA ELVIRA

4.1.15.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo patio de 66 kV en la subestación Santa Elisa, en configuración barra principal con barra de transferencia, con una capacidad de barra de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberá considerar espacio en barra y plataforma para la construcción de cinco (5) posiciones, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira, con sus respectivos paños de conexión, un nuevo equipo de transformación 66/23 kV, un paño acoplador de barra, la obra nueva “Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II” y espacio con terreno nivelado para dos futuros paños para nuevos proyectos de la zona.

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

Además, el proyecto incluye un nuevo transformador 66/23 kV de 20 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Finalmente, el proyecto contempla la construcción de un nuevo patio de 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para alimentadores y el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado.

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. 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 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.

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 4.476.327 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 71.621 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 las obras “Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo” y “Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II”, individualizadas en los numerales 4.1.14 y 4.2.6 del presente Informe, todas del Sistema E, respectivamente.

4.1.15.5 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 4.4: Instalación dedicada intervenida en el proyecto Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira

Instalación	Propietario
1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	Compañía General de Electricidad S.A.

4.1.16 AMPLIACIÓN EN S/E PERALES (NTR ATMT)

4.1.16.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Perales mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y 25 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 barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la barra de 15 kV, en configuración barra simple y barra de transferencia, contemplándose la construcción de, al menos, tres (3) paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y la construcción de un paño seccionador de barras.

Además, el proyecto contempla completar los paños asociados a las líneas 1x66 Talcahuano – Perales y 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales, ambas en el extremo de subestación Perales, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente, y manteniendo su configuración en barra simple

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. 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 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.

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 3.438.292 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 55.013 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.17 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CORONEL – ARENAS BLANCAS

4.1.17.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas, de aproximadamente 2,5 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor Cu 1/0 AWG por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol.

Además, el proyecto contempla completar el paño de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas en el extremo de subestación Arenas Blancas, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente y manteniendo su configuración en barra simple.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento asociado a en esta obra que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios

respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. 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 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.

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 1.546.284 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 24.741 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.18 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA BÁRBARA (RTR ATMT)

4.1.18.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Santa Bárbara mediante el reemplazo del actual transformador de 66/13,8 kV y 5 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/13,8 kV y 16 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, el proyecto considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la sala de celdas de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) celdas para alimentadores y la celda de conexión del nuevo transformador antes mencionada.

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. 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 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.

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 2.266.082 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 36.257 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.19 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)

4.1.19.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Celulosa Pacífico, cuya configuración corresponde a barra simple, para una nueva posición, de manera de permitir la conexión de la línea 1x220 kV Epulefufu – Celulosa Pacífico, con su respectivo paño de línea, mediante la modificación de su acometida.

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. 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 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.

4.1.19.3 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 2.870.929 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 45.935 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 la obra “Nueva S/E Seccionadora La Invernada”, individualizada en el numeral 3.2.2 del presente informe, a la adjudicación de la obra de ampliación “Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)”, fijada en el Decreto Exento N° 171, de 2020, del Ministerio de Energía (numeral 2.5.10 del artículo primero) y a la adjudicación de las obras “Nueva S/E Seccionadora Epuleufu” y “Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu”, fijadas en el Decreto Exento N° 185, de 2020, del Ministerio de Energía (numerales 2.8 y 2.9 del artículo primero, respectivamente).

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 a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la ley.

El proyecto interviene la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 4.5: Instalación dedicada intervenida en el proyecto Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)

Instalación	Propietario
S/E Celulosa Pacífico	CMPC Celulosa
1x220 kV Epuleufu - Celulosa Pacífico	CMPC Celulosa

SISTEMA F

El Sistema F comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Temuco y Quellón del Sistema Eléctrico Nacional.

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

Tabla 4.6: Obras de Ampliación del Sistema F

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Los Lagos (NTR ATMT)	24	3.128.393	33	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	24	2.718.343	29	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria

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

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E LOS LAGOS (NTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

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

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 13,2 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para alimentadores, la construcción de un (1) paño para la conexión del alimentador existente TEMSA, el paño de conexión para el transformador antes mencionado, la construcción de un paño acoplador de barras y espacio en barra para la conexión de un banco de condensadores futuro.

Además, el proyecto contempla que el paño que resulta disponible por el traslado del alimentador TEMSA a la nueva sección de barra en media tensión, se mantenga en su actual posición de manera que opere como paño seccionador barras, y así interconectar la nueva sección de barra con la existente, reutilizando cuando sea posible la infraestructura y equipos en la barra existente.

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.

4.1.1.1.1 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.

4.1.1.2 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 3.128.393 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 50.054 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E PICHIRROPULLI (RTR ATMT)

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Pichirropulli mediante el reemplazo del actual transformador N° 1 de 66/13,2 kV y 5 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/23 kV y 16 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera el desarme y retiro de la barra de 13,2 kV existente, con todos los elementos que a ella se conectan, y la construcción de una nueva sala de celdas de 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) celdas para alimentadores, la celda de conexión para el transformador antes mencionado, la construcción de una celda para el seccionador de barras y la construcción de una celda para equipos de medida. Además, el proyecto contempla la instalación de un nuevo transformador de servicios auxiliares y los elementos necesarios para su conexión a la barra de 23 kV existente, en posición disponible.

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. 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 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

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 2.718.343 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 43.493 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2 OBRAS NUEVAS

SISTEMA B

El siguiente cuadro presenta la obra nueva de expansión necesaria para el Sistema B de Transmisión Zonal.

Tabla 4.7: Obra Nueva del Sistema B

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Ejecución
1	Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca	36	21.868.885	Obligatoria

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

4.2.1 NUEVA LÍNEA 2X220 KV DON GOYO – LA RUCA

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 220 kV y, al menos, 170 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol para cada circuito, entre la subestación Don Goyo y el nuevo patio de 220 kV de la subestación La Ruca, 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 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.

4.2.1.2 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.

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 21.868.885 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 349.902 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 las obras “Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)”, “Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)” y “Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle”, individualizadas en los numerales 3.1.9, 4.1.1 y 4.1.2, ambas del Sistema B del presente Informe, respectivamente.

SISTEMA E

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

Tabla 4.8: Obras Nuevas del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue – Rosario	36	20.506.705	Obligatoria
2	Nueva S/E Seccionadora Buenavista	30	16.853.806	Obligatoria
3	Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares	36	26.601.129	Obligatoria
4	Nueva S/E Seccionadora Buli	30	9.860.828	Obligatoria
5	Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 kV Coiquén - Hualte	36	8.613.569	Obligatoria
6	Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II	36	5.175.891	Obligatoria

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

4.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA TOTIHUE Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV TOTIHUE – ROSARIO

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Totihue, mediante el seccionamiento de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, con sus respectivos paños de línea y patios de 220 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 220/66 kV de 90 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 enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Totihue, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Totihue corresponderá a interruptor y medio, 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 cuatro diagonales, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, la conexión del transformador de poder 220/66 kV y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Por su parte, la configuración del patio de 66 kV corresponderá a barra principal con barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barras y plataforma para seis posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 220/66 kV, la conexión de la línea 2x66 kV Totihue – Rosario, la construcción de un paño acoplador y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 47 km al sur de la subestación Candelaria, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, dentro de un radio de 5 km respecto de ese punto.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV, y al menos, 80 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol para cada circuito, entre la subestación Rosario y la nueva subestación seccionadora Totihue, 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. 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.

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 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.

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 20.506.705 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 328.107 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 Rosario 66 kV (BS)”, individualizada en el numeral 4.1.5 del Sistema E del presente Informe.

4.2.2 NUEVA S/E SECCIONADORA BUENAVISTA

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Buenavista, mediante el seccionamiento de las líneas 2x154 kV Itahue – Tinguiririca y 1x66 kV Curicó – Teno en el tramo Curicó –Rauquén, con sus respectivos paños de línea y patios en 154 kV, 66 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 154/66 kV de 75 MVA de capacidad y un transformador de 66/15 kV de 30 MVA de capacidad, ambos con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en sus niveles de tensión correspondientes.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de las líneas mencionadas en la subestación Buenavista, manteniendo al menos, las características técnicas de la línea que se secciona en 154 kV, mientras que, para la línea que se secciona de 66 kV, el enlace debe poseer un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 55 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol.

La configuración del patio de 154 kV de la subestación Buenavista 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 barra y plataforma para nueve posiciones, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, la conexión del transformador de poder 154/66 kV, la construcción de un paño seccionador de barras, la construcción de un paño acoplador y la conexión de futuros proyectos en la zona. Además, el patio de 154 kV deberá contar con espacio con terreno nivelado para dos posiciones futuras. 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, el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos y el terreno nivelado indicado.

Por su parte, la configuración del patio de 66 kV corresponderá a barra principal 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 barra y plataforma para cinco posiciones, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 1x66 kV Curicó – Teno, la conexión del transformador de poder 154/66 kV, la conexión del transformador 66/15 kV, la construcción de un paño acoplador y espacio en terreno nivelado para dos posiciones futuras. 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 terreno nivelado indicado.

Además, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose, al menos, cuatro (4) celdas para alimentadores, la celda para la conexión del transformador de 66/15 kV antes mencionado, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de una celda para servicios auxiliares.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 23 km al norte de la subestación Itahue, siguiendo el trazado de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, 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. 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.

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 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.

4.2.2.3 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 16.853.806 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 269.661 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA LLEPU Y NUEVA LÍNEA 2X154 KV LLEPU – LINARES

4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Llepu, mediante el seccionamiento de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, con sus respectivos paños de línea y patios en 220 kV y 154 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores de 220/154 kV de 300 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.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Llepu, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Llepu corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 700 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barra y plataforma para dos diagonales, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián y la conexión del transformador de poder, el cual completará una de las medias diagonales asociadas al seccionamiento, la conexión de nuevos proyectos en la zona y terreno nivelados para dos futuras diagonales. 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, el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos y el terreno nivelado indicado.

Por su parte, la configuración del patio de 154 kV corresponderá a interruptor y medio, 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 barra y plataforma para cuatro diagonales, de manera de permitir la conexión de la nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares, la conexión del banco de autotransformadores, el cual completará una de las medias diagonales asociadas a la nueva línea 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 aproximadamente a 27 km al sur de la subestación Ancoa, siguiendo el trazado de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, dentro de un radio de 5 km respecto de ese punto.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 154 kV y, al menos, 197 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol para cada circuito, entre la subestación Linares y la nueva subestación seccionadora Llepu, 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.

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 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 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.

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 26.601.129 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 425.618 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.3.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)”, individualizada en el numeral 4.1.10 del Sistema E del presente Informe.

4.2.3.5 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 nueva 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 la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 4.9: Instalación dedicada intervenida en el proyecto Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares

Instalación	Propietario
1x220 kV Ancoa – San Fabián	Sistema de Transmisión del Centro S.A.

4.2.4 NUEVA S/E SECCIONADORA BULI

4.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Buli, mediante el seccionamiento de las líneas 1x154 kV Parral – Monterrico y 1x66 kV Parral – Cocharcas, en el tramo San Carlos – Tap Ñiquén, con sus respectivos paños de línea y patios en 154 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 154/66 kV de 75 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de las líneas mencionadas, manteniendo al menos, las características técnicas de la línea en 154 kV, mientras que, para la línea de 66 kV, el enlace debe poseer un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 46 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol.

La configuración del patio de 154 kV de la subestación Buli corresponderá a doble barra principal y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 400 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barras y plataforma para seis posiciones, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 1x154 kV Parral - Monterrico, la conexión del transformador de poder 154/66 kV, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador 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 en el patio de 66 kV corresponderá a barra principal 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 plataformas para seis posiciones, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 1x66 kV Parral – Cocharcas , la

conexión del transformador de poder 154/66 kV, la construcción de un paño acoplador y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

El proyecto deberá considerar espacio con terreno nivelado para un futuro patio de media tensión.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 29 km al sur de la subestación Parral siguiendo el trazado de la línea 1x154 kV Parral – Monterrico, dentro de un radio de 3 km desde ese punto.

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

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 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 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.

4.2.4.3 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 9.860.828 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 157.773 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.5 NUEVA S/E COIQUÉN Y NUEVA LÍNEA 1X66 KV COIQUÉN – HUALTE

4.2.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

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

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose al menos, dos (2) paños para alimentadores y la conexión del transformador de poder 66/23 kV antes mencionado.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto a la actual subestación Quirihue.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de simple circuito en 66 kV y, al menos, 46 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Coiquén y la subestación Hualte, 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.

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 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.

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 8.613.569 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 137.817 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 la obra “Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)”, individualizada en el numeral 4.1.11 del Sistema E del presente Informe.

4.2.6 NUEVA LÍNEA 1X66 KV SANTA ELISA – QUILMO II

4.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 1x66 kV entre la subestación Quilmo II y el nuevo patio de 66 kV de la subestación Santa Elisa, con capacidad de,

al menos, 90 MVA a 35° C temperatura ambiente con sol. El proyecto considera los respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como sistemas de comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

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

4.2.6.2 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.

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 5.175.891 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 82.814 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 las obras “Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo” y “Ampliación en S/E Santa Elisa 66 kV (NBP+BT), Nuevo Transformador (ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira”, individualizadas en los numerales 4.1.14 y 4.1.15 del presente Informe, todas del Sistema E, respectivamente.

5 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.

6 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 la metodología contenida en la RE N°711. A continuación, se detalla la metodología.

6.1 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 la Resolución Exenta N° 711, así como también se consideraron los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión, y particularmente lo establecido en el artículo 79° de la Ley.

6.2 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN

En conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley y en el artículo 4° de la Resolución Exenta N° 711, la Comisión consideró para el presente Plan de Expansión un horizonte de planificación de 20 años, con fecha de inicio en el mes de abril del 2020.

6.3 ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 87° de Ley y en la Resolución Exenta N° 711, la Comisión consideró para la elaboración del presente Plan de Expansión los siguientes antecedentes:

6.3.1 CRITERIOS Y VARIABLES AMBIENTALES Y TERRITORIALES Y OBJETIVOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

En conformidad a lo dispuesto en la Ley y en la Resolución Exenta N° 711, 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° 375, de 26 de marzo de 2020, denominado “Criterios y Variables Ambientales y Territoriales para el Proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2020”, en adelante: “Informe VAT 2020”. 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 2020 (IAA 2020); 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 6-1) y territoriales (Figura 6-2) consideradas en la elaboración del Informe VAT 2020.

Figura 6-1: Variables ambientales consideradas en el Informe VAT 2020

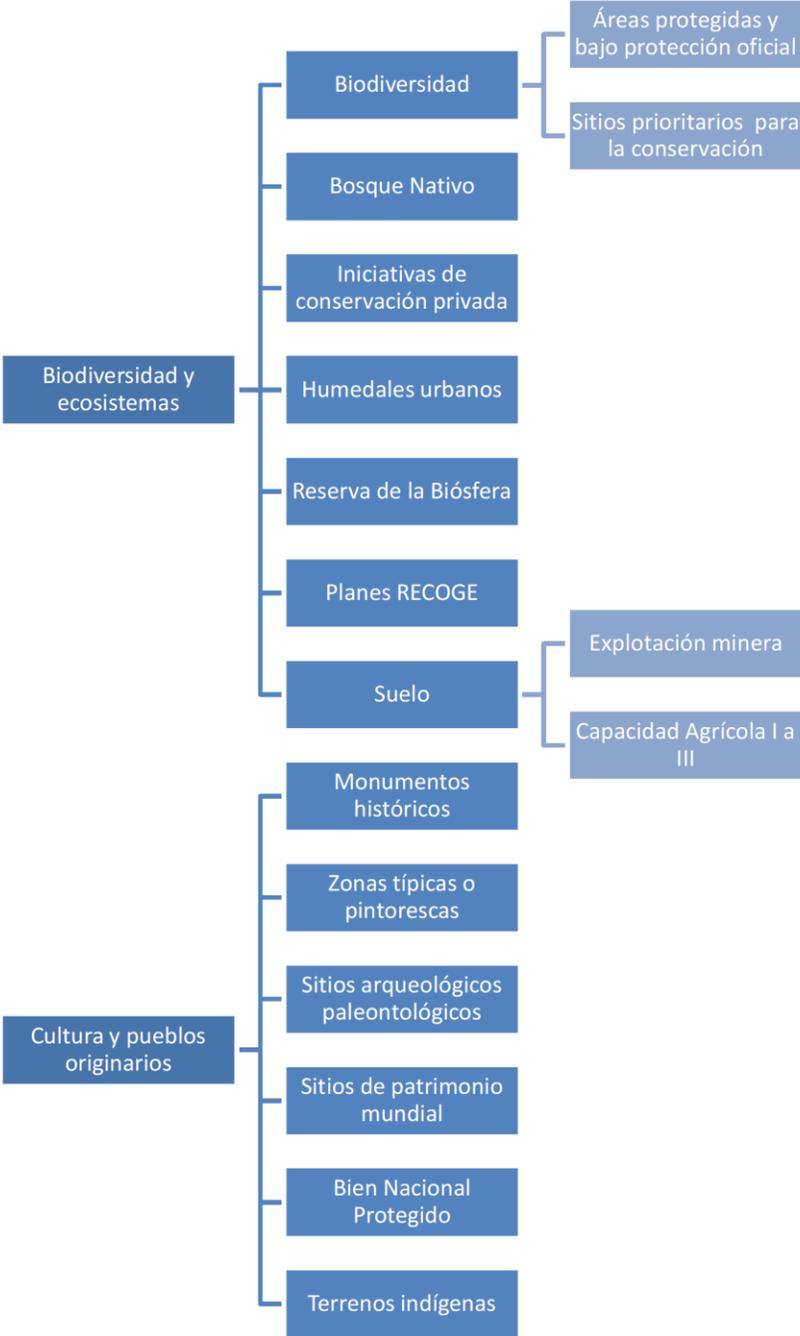
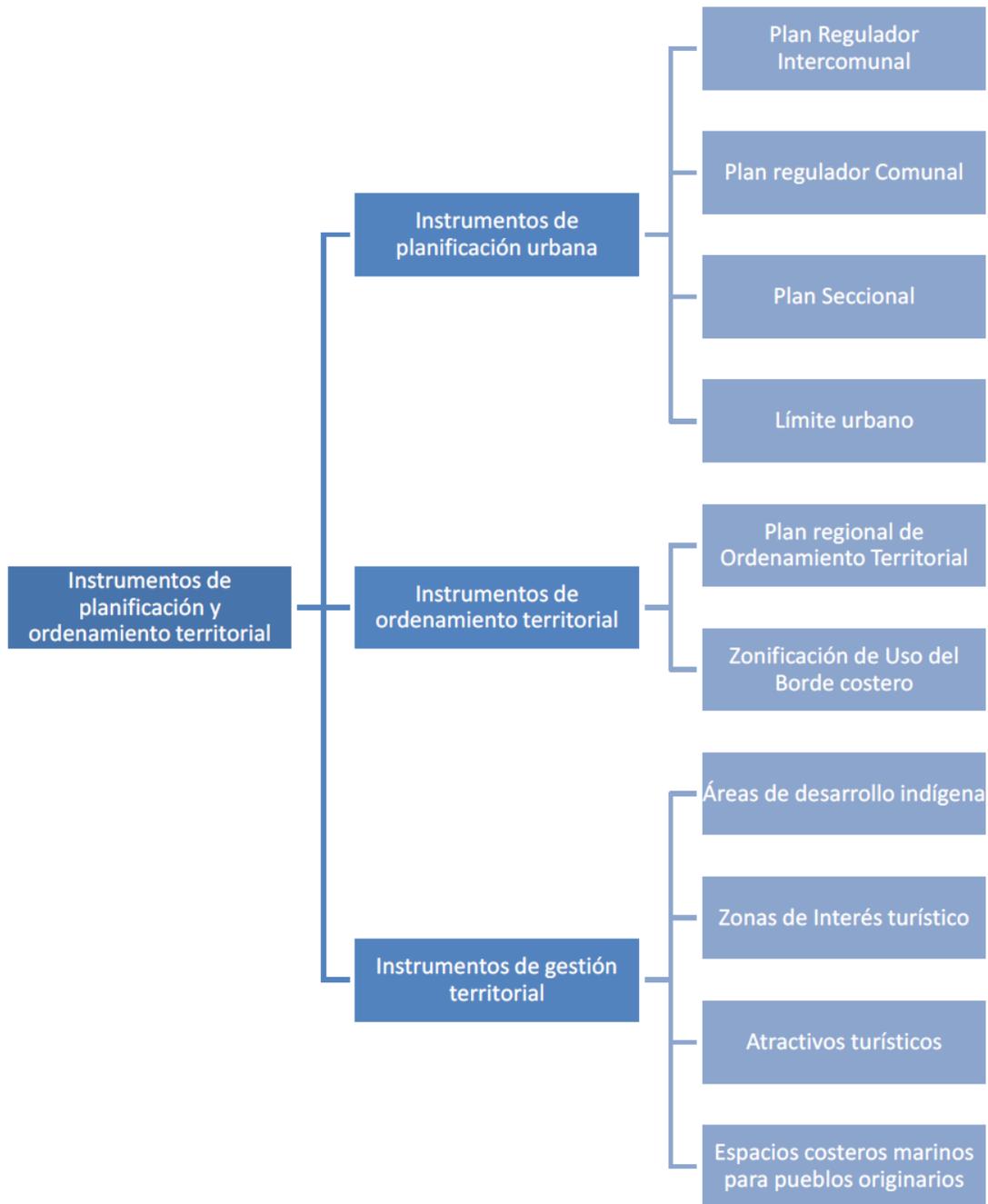


Figura 6-2: Variables territoriales consideradas en el Informe VAT 2020



La información anterior se utilizó en la etapa “Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión”, regulada en el artículo 21° de la RE N° 711, 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 2020 de la PELP. Estos objetivos se incorporaron considerando dos casos de penetración 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 neutralidad¹ y que toma como principales medidas aquellas contenidas en la ley de eficiencia energética, recientemente aprobada, y (ii) un escenario de alta penetración de medidas de eficiencia, el que aplica al escenario de demanda alta, y que también responde fuertemente a la meta de carbono neutralidad.

6.3.2 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 artículos 10° y 11° de la Resolución Exenta N° 711, en los cuales se señalan dos antecedentes principales a utilizar para la conformación de los escenarios de demanda. Así, para los primeros 10 años del horizonte de planificación, la RE 711 establece que debe utilizarse la proyección de demanda contenida en los instrumentos que la Comisión elabora, mientras que para los años siguientes se deberán utilizar las proyecciones de demanda contenidas en los escenarios energéticos de la PELP y sus respectivas actualizaciones.

No obstante lo señalado en el párrafo precedente, así como lo indicado en los citados artículos de la RE N° 711, para el presente Informe Técnico se utilizó una proyección de demanda que fue construida en base a los insumos señalados previamente, pero incorporando consideraciones adicionales a las indicadas en dicho instrumento.

Esta medida excepcional se tomó en atención a los efectos que ha tenido la situación de contingencia sanitaria (producida por la pandemia de Covid-19) sobre la demanda eléctrica y las distintas variables que se utilizan para elaborar las proyecciones de la misma, generando una situación de excepcionalidad respecto de lo contemplado en la RE N° 711.

De esta forma, para los primeros años del horizonte de planificación corresponde utilizar los antecedentes contenidos en el Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo de Corto Plazo, en particular, el correspondiente al primer semestre de 2021, el cual fue aprobado mediante Resolución Exenta N° 35 de 1 de febrero de 2021². De dicho informe se obtuvieron las proyecciones de demanda asociadas tanto a clientes regulados como libres. Luego, para los siguientes años, se realizó un ejercicio de proyección de la demanda de clientes regulados y

¹ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf

² Es necesario indicar que esta Comisión estimó necesario actualizar los antecedentes de demanda respecto a los señalados inicialmente en el artículo 11° de la Resolución Exenta N° 711, debido a que esta proyección recoge de mejor manera las variaciones de demanda que ha sufrido el sistema producto de eventos sociales y la pandemia por Covid-19, que afecta principalmente a los primeros años del proceso de Planificación de la Transmisión. La actualización de antecedentes se realizó en conformidad a lo establecido en artículo 13° de la Resolución Exenta N° 711.

libres, para lo cual se utilizaron los montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). El detalle de la construcción de estas trayectorias de demanda se desarrolla en el Anexo 5 del presente informe.

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

Tabla 6.1: Demanda de energía del SEN

Año	Demanda Baja (GWh)	Demanda Media (GWh)	Demanda Alta (GWh)
2020	71.253	71.253	71.253
2021	73.941	73.941	73.941
2022	77.787	77.787	77.787
2023	80.578	80.773	81.538
2024	84.334	86.179	87.194
2025	85.451	89.637	90.931
2026	84.207	90.354	91.731
2027	85.479	91.803	93.707
2028	89.320	91.914	93.781
2029	91.151	94.348	96.815
2030	91.726	96.416	98.679
2031	92.694	99.343	102.077
2032	93.982	101.404	106.329
2033	95.547	103.684	109.018
2034	97.103	106.427	112.896
2035	99.142	109.336	119.156
2036	100.981	112.353	123.186
2037	102.875	115.882	129.200
2038	104.680	119.313	134.046
2039	106.445	122.940	139.126

Para la localización de la demanda, se utilizó la información contenida en el Informe de previsión de demanda eléctrica 2020-2040³ 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 restricciones de transmisión motivadas por esta

³ Disponible en: <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/prevision-de-demanda-electrica/>

proyección de demanda indicativa, afectando a todo o una parte del sistema de transmisión de servicio público.

Dado lo anterior, se relocalizaron los crecimientos de demanda obtenidos mediante la aplicación de tasas de crecimiento determinadas mediante proyecciones globales, definidas en la PELP, las que actúan por sobre los crecimientos informados por las empresas. Estos crecimientos de demanda se presentan a partir del año 2029, amplificando 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. Se debe indicar que el movimiento de demanda considera las zonas del país en las cuales se desarrolla el cliente industrial, y en ningún caso modifica los montos de energía indicados en la Tabla 6.1.

6.3.3 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 a lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley, y aquellos proyectos de generación comprometidos, de acuerdo a lo señalado en el numeral 4 del artículo 11° de la Resolución Exenta N° 711⁴.

6.3.3.1 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 Siguietes.
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 El artículo 11° N° 4 de la Resolución Exenta N° 711 establece que los proyectos comprometidos son aquellos "...que hayan suscrito contratos de suministro en los respectivos procesos de licitación de suministro para clientes regulados a partir del proceso 2015/01 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 proceso de planificación".

-
4. Decreto Exento N° 201 del Ministerio de Energía, de 4 de junio del 2014, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes y fija valor de inversión referencial para nuevo proceso de licitación de obra que indica.
 5. Decreto Exento N° 158 del Ministerio de Energía, de 16 de abril de 2015, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.
 6. Decreto Exento N° 373 del Ministerio de Energía, de 16 de mayo de 2016, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.
 7. Decreto Exento N° 422 del Ministerio de Energía, de 9 de agosto de 2017, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes.

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

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

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

1. Decreto Exento N° 293, del Ministerio de energía, del 29 de octubre de 2018, y sus posteriores modificaciones, 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 posteriores modificaciones, 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.

Finalmente, es del caso señalar que para la elaboración del presente informe técnico se adoptaron supuestos en relación a la obra contenida en el Decreto N°231/2019, en atención a lo dispuesto en el Decreto N°163/2020.

Al respecto, un supuesto relevante consiste en la fecha de entrada en operación de la obra de expansión denominada "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", la que se ha estimado para el mes de diciembre de 2028.

Adicionalmente, dados los requisitos contenidos el Decreto N°231/2019, y que no son modificados por el Decreto N°163/2020, esta Comisión ha supuesto la capacidad mínima que señala para la línea de transmisión el Decreto N°231/2019, esto es, 2.000 MW por polo, mientras que para las estaciones convertoras, se ha supuesto una capacidad superior a lo allí indicado, de modo de alcanzar los 1.500 MW de capacidad de transmisión por cada polo, totalizando una capacidad de transmisión del bipolo equivalente a 3.000 MW. Este último supuesto coincide con lo que el Coordinador Eléctrico Nacional ha indicado como capacidad de transmisión para el proyecto que se encuentra pronto a iniciar su proceso de licitación, de acuerdo a las presentaciones que ha realizado a la industria y al público en general.

En todo caso, los supuestos anteriormente indicados serán revisados con motivo de las siguientes entregas de este informe técnico, en función de las características definitivas del proyecto a licitar, así como la compatibilidad de los tiempos propios del proceso de planificación

6.3.3.2 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° 372 de la Comisión, de 28 de septiembre de 2020, las que se singularizan en la misma resolución.

6.3.3.3 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 6.2: Proyectos de generación comprometidos

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso
Solar	Sol del Loa fase I	dic-22
Solar	Sol del Loa fase II	dic-23
Solar	CEME1	dic-23
Termosolar	CSP Atacama 1	jul-20
Eólica	Tolpán Sur	oct-20
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones II	ene-21
Solar	Parque Solar San Pedro	dic-20
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones III	dic-20
Eólica	Caman	ene-22
Eólica	Cerro Tigre	jul-21
Eólica	Tchamma	jul-21
Solar	Escondido	ene-21
Eólica	Alena	ene-21
Eólica	Ckani	oct-21
Solar	Valle Escondido	ene-21
Solar	Pampa Tigre	ene-21
Eólica	Puelche Sur	ene-21
Eólica	Llanos del Viento	ene-21
Solar	Meseta de Los Andes	dic-21
Solar	Sol de Los Andes	dic-20
Eólico	La Estrella	dic-20
Eólica	Lomas de Duqueco	nov-20
Eólica	Parque Eólico Malleco	nov-20
Eólica	Parque Eólico Malleco II	nov-20
Eólica	Parque Eólico Negrete	nov-20
Solar	Parque Solar Punta del Viento	dic-23
Eólica	Parque Eólico San Rarínco	dic-23
Solar	Sol de Vallenar - Fase II	dic-23
Eólica	Parque Eólico Punta de Talca	may-23
Solar	Atacama Solar - Fase II	abr-20

6.3.4 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 2020 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022”⁵, en adelante e indistintamente “IAA 2020”, emitido en diciembre de 2020 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 11° número 5 de la RE N° 711, la consideración de la PELP en el proceso de planificación se traduce en la consideración de sus Escenarios Energéticos para la construcción de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT). En este sentido, el artículo 11° de la resolución citada, en su numeral 5, establece que:

“5. Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión: corresponderá a los escenarios que se obtengan para todo el horizonte de análisis que se haya definido para el proceso de planificación, utilizando la capacidad de expansión de generación por cada Escenario Energético de la Planificación Energética. La Comisión evaluará cada uno de estos escenarios, y definirá aquellos que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en la Planificación Energética, ajustándolos proporcionalmente a la diferencia en la proyección de demanda de energía eléctrica que se ha establecido según lo dispuesto en los numerales 2 y 3 precedentes, respecto de la determinada en la Planificación Energética. Adicionalmente, se determinará la ubicación de las centrales de generación que se establezcan en los respectivos Escenarios Energéticos antes mencionados, mediante la distribución en las distintas barras del Sistema Eléctrico de acuerdo a la información disponible de los proyectos en estudio y criterios de factibilidad técnica y posible materialización, los montos globales de generación, incluyendo montos asociados a proyectos de medios de generación distribuida conectados en las propias barras de media tensión”.

De la norma recién citada se desprende que le corresponde a la Comisión evaluar cada uno de los Escenarios Energéticos de la PELP y definir aquellos que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios de dicho instrumento de planificación.

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 2020, dentro del factor “disposición social de proyectos”, se incluyeron los compromisos asociados al Plan de Descarbonización Energética, el cual contempla el retiro inicial de once unidades generadoras a carbón al año 2024⁶ (1.731 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

⁵ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_-_iaa_2020_1.pdf

⁶ Actualizado a mayo de 2020, de acuerdo con lo indicado en el IAA 2020 de la PELP.

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.

Del análisis de la PELP en cuanto a la aplicación de los factores mencionados en el párrafo anterior, se concluyó que los cinco Escenarios Energéticos presentan características distintas, que no permiten agrupar o subsumir un escenario en otro, o establecer escenarios intermedios que recojan todas las variables, en especial, tomando en consideración la proyección de combustibles para todo el horizonte de planificación⁷ y la intensidad de descarbonización asociada a cada escenario. Cabe destacar que las tendencias que considera la PELP respecto a las principales variables y factores ya señalados son consistentes con los estudios y antecedentes que maneja actualmente la Comisión respecto de las mismas variables y factores.

En consecuencia, esta Comisión estimó que se deben considerar los cinco Escenarios Energéticos definidos en la PELP, en especial, para dar cumplimiento al mandato de asegurar que la transmisión no sea un obstáculo para el desarrollo de cualquiera de estos escenarios, tal como lo señala la letra c) del artículo 87° de la Ley.

Posteriormente, 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 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 6.3.2 y 6.3.3.

Para efectos de lo anterior el Ministerio de Energía proporcionó a la CNE la formulación de los escenarios de generación resultantes del IAA 2020 de la PELP, los cuales fueron adaptados por esta Comisión mediante el uso del mismo software⁸ con el cual el Ministerio de Energía realiza la proyección de la oferta de generación en el IAA 2020, pero adaptando la modelación⁹ 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.

⁷ En especial, téngase presente la modificación introducida por la Resolución Exenta N° 675 de 2018 al artículo 11° número 1 de la Resolución Exenta N° 711 de 2017, en cuanto a la proyección de precios de combustibles.

⁸ AMEBA: <http://www.ameba.clouds/>

⁹ Por ejemplo: la cantidad y diseño de los bloques de demanda, la representación de centrales eólicas y solares, entre otras variables.

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 en mayor detalle los ajustes y criterios utilizados por esta Comisión para determinar los EGPT.

6.3.4.1 Ajuste por demanda

Como se indicó previamente, 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 2020, se procedió a ajustar una serie de características del parque de generación inicial (base), y también se cargaron las trayectorias de demanda y 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 Escenarios de Generación para la Transmisión (EGPT) preliminares (primer ajuste por demanda). Los resultados de este primer ajuste por demanda se resumen en la Tabla .

Tabla 6.3: Potencia instalada (MW) PELP y EGPT preliminares (primer ajuste por demanda)

2020-2039	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5
PELP	12.443	21.992	20.775	9.415	28.325
EGPT Preliminar	17.957	22.339	17.255	11.148	27.981
Diferencia	5.514	347	-3.520	1.733	-344

A continuación, se incorporan los resultados del primer ajuste por demanda al software indicado en el numeral 6.4.1 del presente Informe y se simulan cada uno de los EGPT preliminares, de manera independiente, y con el sistema de transmisión sin restricciones, para luego analizar los resultados de la evolución de las principales variables del sistema eléctrico a lo largo del horizonte de planificación.

Del análisis de los resultados de las simulaciones antes descritas, 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 los modelos de inversión y 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 despachables y aumenta la participación de centrales de producción variable en el sistema. Lo anterior se traduce en que el modelo de simulación de la operación simula condiciones más estrictas del punto de vista de la oferta disponible, con relación a lo que simula el modelo de inversión, llegando incluso 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 .

Tabla 6.4: Instalación de potencia de punta (MW) - segundo ajuste por demanda

Año	P[MW]
2025	300
2030	240
2035	240
2039	300

En las siguientes tablas 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 6.5: Resumen de modificación de potencia instalada (MW) por escenario de generación

2020-2039	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5
PELP	12.443	21.992	20.775	9.415	28.325
EGPT Preliminar	17.957	22.339	17.255	11.148	27.981
Central Punta	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080
EGPT	19.037	23.419	18.335	12.228	29.061
Diferencia	6.594	1.427	-2.440	2.813	736

6.3.4.2 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.

Conforme lo señalado el artículo 11° numeral 5 de la Resolución Exenta N° 711, 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 de 2016.

3. Propuesta anual de expansión de transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional y sus complementos, correspondientes al año 2020.
4. Antecedentes presentados por empresas, relativos a proyectos en estudio
5. Planes de expansión de la transmisión precedentes.

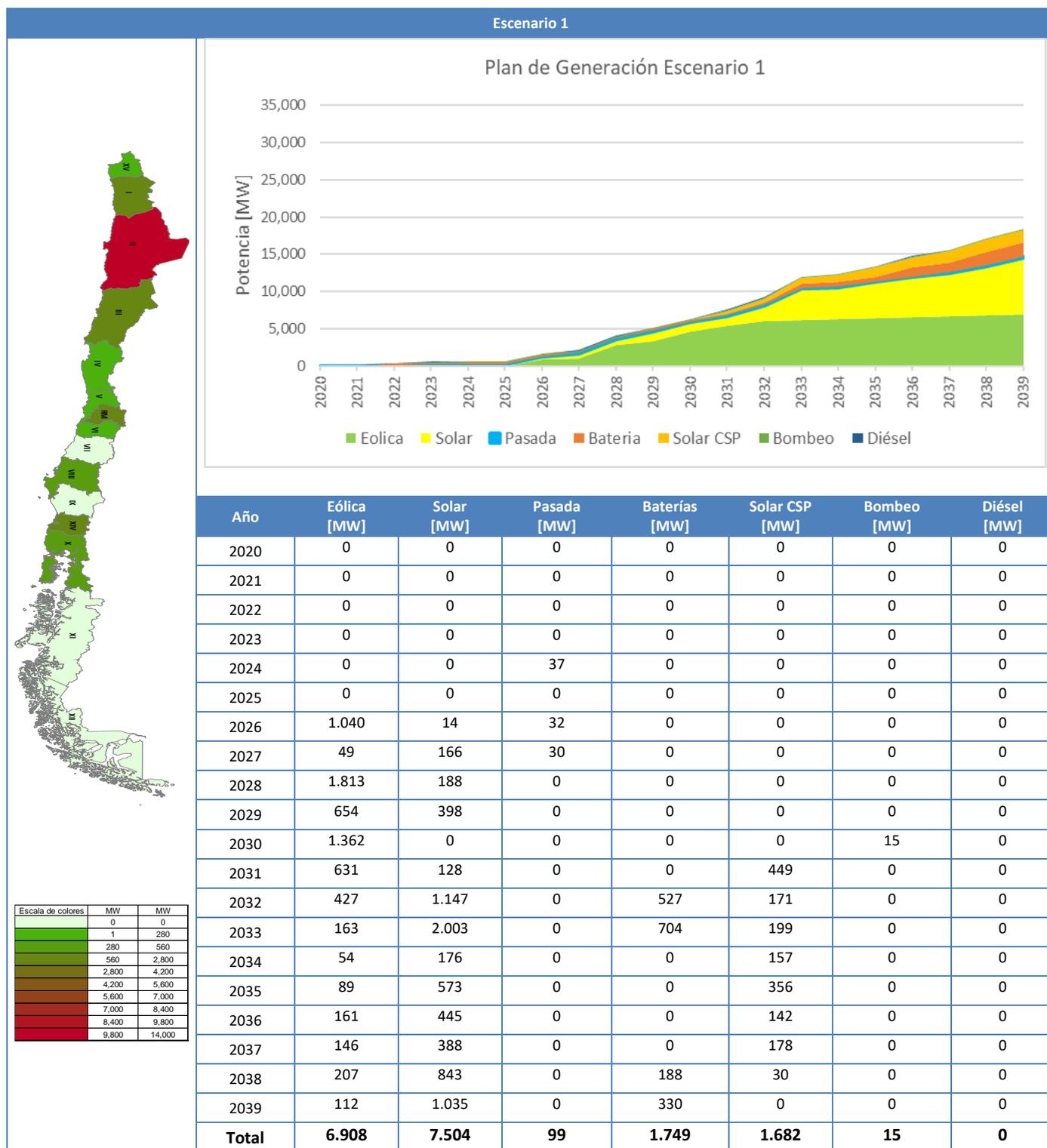
Finalmente, como resultado de las consideraciones, análisis y ajustes descritos anteriormente, se obtuvieron los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión, los cuales se indican en los numerales siguientes:



6.3.4.3 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 y fotovoltaicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante señalar que las baterías hacen ingreso a partir del año 2032 en este escenario, alcanzando un desarrollo importante de esta tecnología.

Tabla 6.6: Plan de Obra de generación Escenario 1





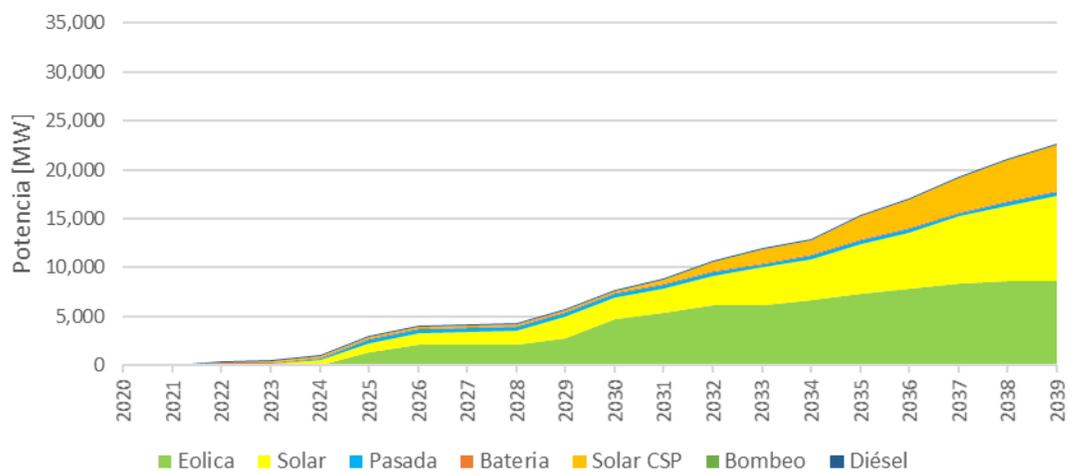
6.3.4.4 Escenario 2

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.

Tabla 6.7: Plan de Obra de generación Escenario 2

Escenario 2

Plan de Generación Escenario 2



Escala de colores	MW	MW
	0	0
	1	280
	280	560
	560	2,800
	2,800	4,200
	4,200	5,600
	5,600	7,000
	7,000	8,400
	8,400	9,800
	9,800	14,000

Año	Eólica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Bateria [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	Diésel [MW]
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	40	0	0	0	0	0
2024	0	451	103	0	0	0	0
2025	1.733	275	272	0	0	0	0
2026	649	222	0	0	0	0	0
2027	0	124	0	0	0	0	0
2028	0	242	0	0	0	0	0
2029	738	606	0	0	0	0	0
2030	1.932	0	0	0	0	0	0
2031	309	392	0	0	468	0	0
2032	795	481	0	0	433	0	0
2033	47	765	0	0	599	0	0
2034	573	324	0	0	12	0	0
2035	541	913	10	0	893	0	0
2036	476	755	0	0	522	0	0
2037	690	940	0	0	601	0	0
2038	83	991	0	0	652	0	0
2039	89	982	0	0	616	0	0
Total	8.655	8.503	385	0	4.796	0	0



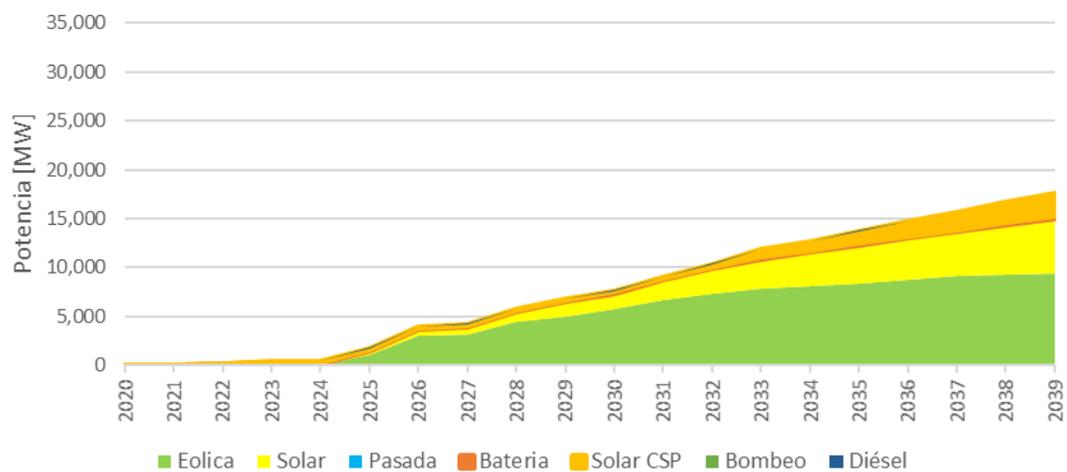
6.3.4.5 Escenario 3

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 fotovoltaicas y eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

Tabla 6.8: Plan de Obra de generación Escenario 3

Escenario 3

Plan de Generación Escenario 3



Escala de colores	MW	MW
	0	0
	1	280
	280	560
	560	2,800
	2,800	4,200
	4,200	5,600
	5,600	7,000
	7,000	8,400
	8,400	9,800
	9,800	14,000

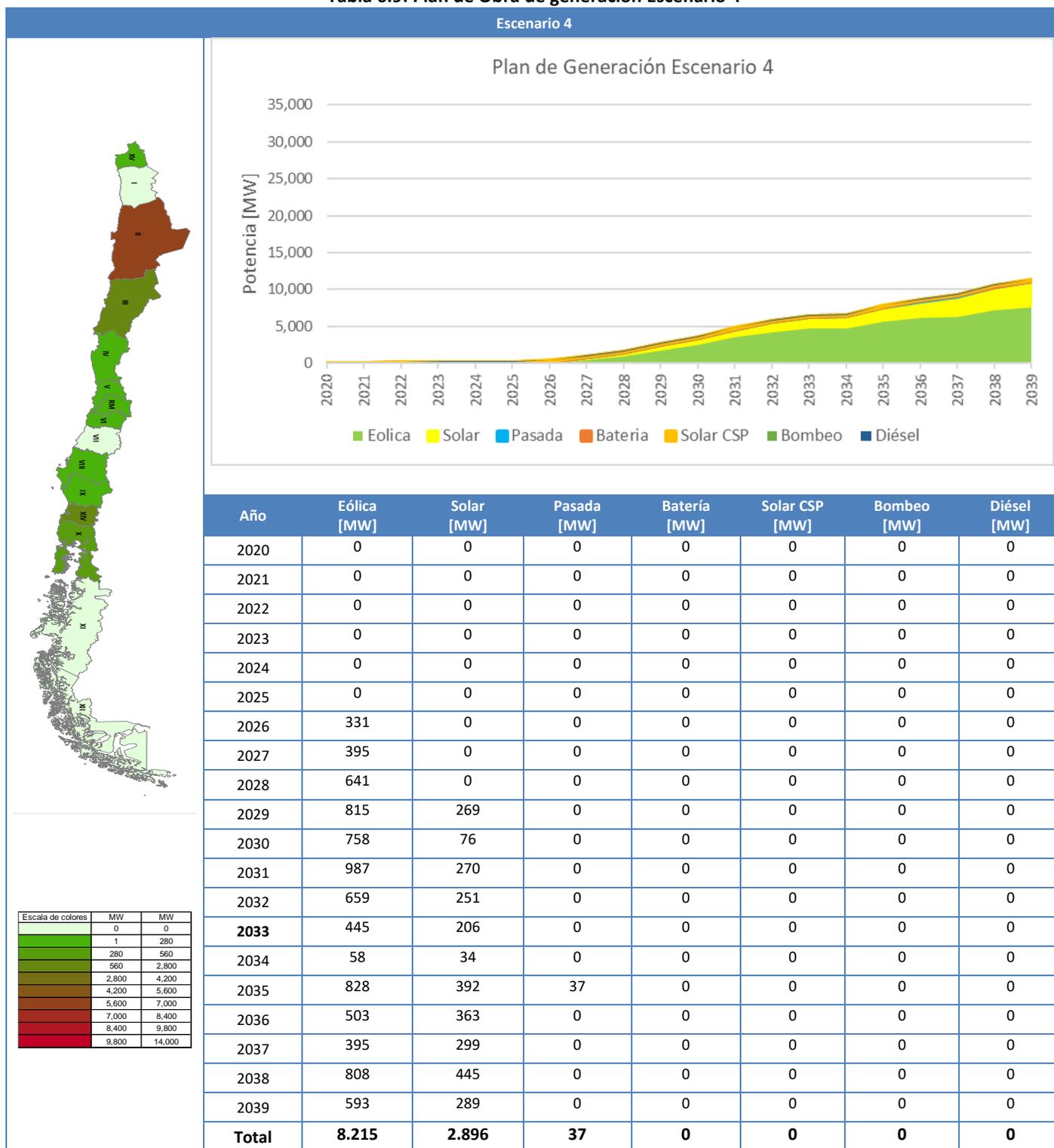
Año	Eólica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Batería [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	Diésel [MW]
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0
2025	1.267	141	37	0	0	0	0
2026	2.032	225	0	0	0	0	0
2027	101	137	0	0	0	0	0
2028	1.226	179	0	0	0	0	0
2029	599	457	0	0	0	0	0
2030	729	154	0	0	0	0	0
2031	757	514	0	0	0	0	0
2032	605	393	0	0	335	0	0
2033	335	583	0	0	594	0	0
2034	361	393	0	0	64	0	0
2035	261	442	0	0	331	0	0
2036	279	436	0	0	292	0	0
2037	400	266	0	0	293	0	0
2038	234	501	0	0	327	0	0
2039	140	563	0	0	272	0	0
Total	9.326	5.384	37	0	2.508	0	0



6.3.4.6 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 fotovoltaicas y eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

Tabla 6.9: Plan de Obra de generación Escenario 4

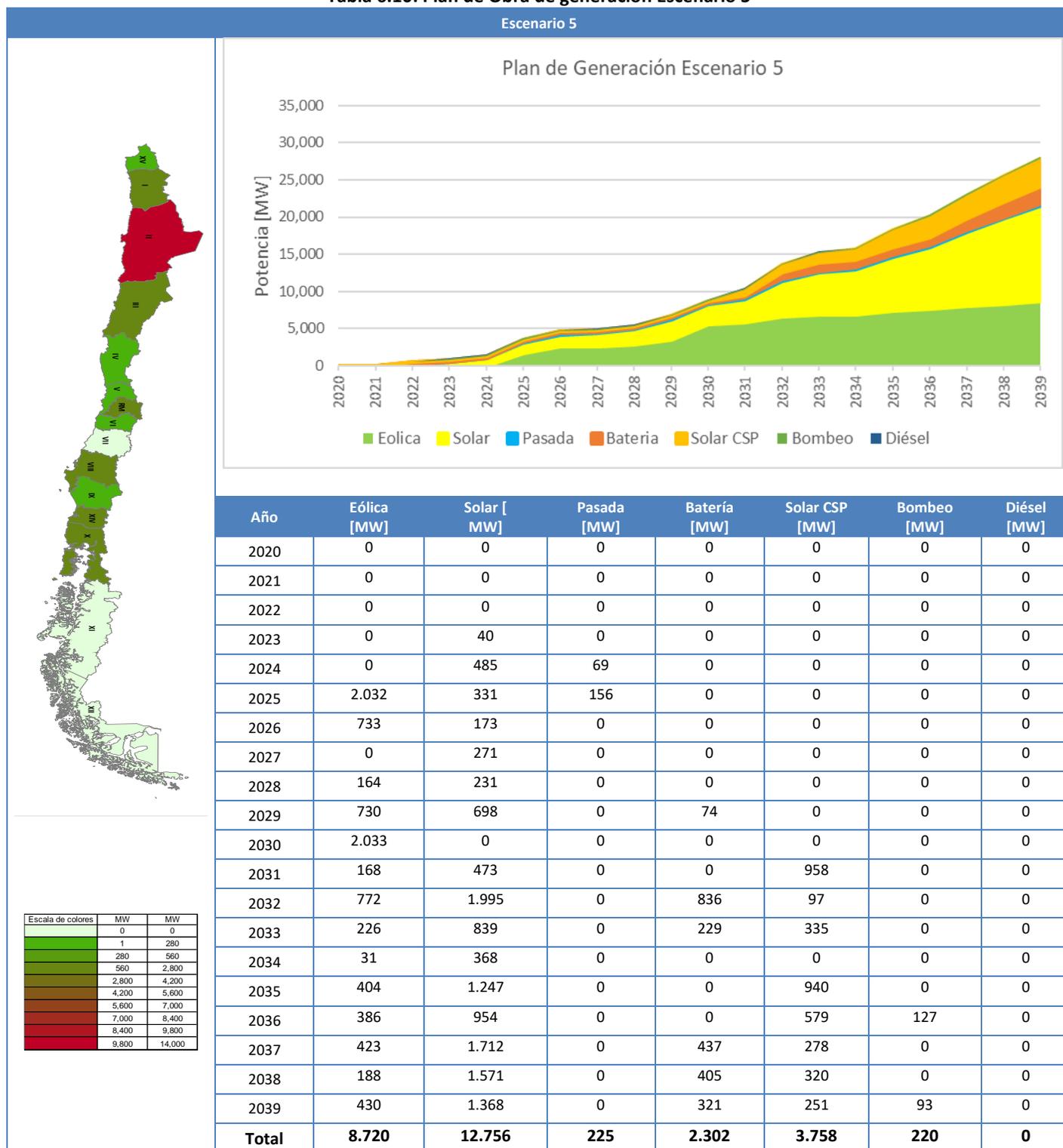




6.3.4.7 Escenario 5

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 y termosolares, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante señalar que las baterías hacen ingreso a partir del año 2029 en este escenario, alcanzando un desarrollo importante de esta tecnología.

Tabla 6.10: 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 6.11: Resumen de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión

Tecnología	Escenario 1 [MW]	Escenario 2 [MW]	Escenario 3 [MW]	Escenario 4 [MW]	Escenario 5 [MW]
Eólica	6.908	8.655	9.326	8,215	8,720
Solar	7.504	8.503	5.384	2.896	12.756
Pasada	99	385	37	37	225
Batería	1.749	-	-	-	2.302
Termosolar	1.682	4.796	2.508	-	3.758
Bombeo	15	-	-	-	220
Diésel	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080
TOTAL	19.037	23.419	18.335	12.228	29.061

6.3.4.8 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 el 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.

Tabla 6.12: Cumplimiento Ley 20.698

Año	Grado de Cumplimiento [%]					
	Requerimiento Inyecciones ERNC [%]	Esc-1	Esc-2	Esc-3	Esc-4	Esc-5
2021	11,36%	40,2%	40,2%	40,2%	40,2%	40,2%
2022	13,01%	41,8%	41,8%	41,8%	41,8%	41,8%
2023	14,52%	41,6%	41,5%	41,5%	41,6%	41,5%
2024	16,20%	42,7%	42,8%	42,5%	42,7%	42,8%
2025	18,19%	43,6%	47,0%	46,2%	43,4%	47,9%
2026	18,41%	47,4%	48,7%	51,6%	44,8%	49,9%
2027	18,94%	48,0%	48,9%	52,1%	46,3%	50,4%
2028	19,16%	52,6%	49,4%	55,6%	48,0%	51,4%
2029	19,21%	55,5%	52,5%	58,2%	50,8%	54,3%
2030	19,30%	58,0%	55,9%	59,0%	52,9%	57,8%
2031	19,37%	60,8%	58,3%	60,5%	55,2%	62,3%

6.3.5 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

En conformidad a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711, las proyecciones de precios de los combustibles utilizadas en el presente plan, para los primeros 10 años del horizonte de análisis, se basan en la información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de 2020, aprobado mediante Resolución Exenta N° 29, de 30 de enero de 2020¹⁰, extendiéndose a partir del año 2030 el vector de precios de acuerdo a las tasas de crecimiento consideradas en la PELP para los distintos combustibles. El siguiente cuadro muestra el costo del GNL, Carbón y Crudo WTI utilizado en la modelación de la operación del SEN.

Tabla 6.13: Costo del GNL usado en la modelación del SEN

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2020	8.253	8.253	8.253
2021	8.154	8.154	8.154
2022	8.157	8.157	8.157
2023	8.307	8.307	8.307
2024	8.513	8.513	8.513
2025	8.782	8.782	8.782
2026	8.867	8.867	8.867
2027	8.895	8.895	8.895
2028	8.988	8.988	8.988
2029	9.008	9.008	9.008

¹⁰ La proyección de los costos de combustibles utilizado en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al segundo semestre de 2020 es la misma utilizada en el primer semestre.

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2030	9.079	9.032	8.978
2031	9.119	9.036	8.942
2032	9.194	9.080	8.949
2033	9.300	9.149	8.977
2034	9.386	9.206	9.000
2035	9.423	9.217	8.981
2036	9.471	9.239	8.974
2037	9.515	9.266	8.982
2038	9.558	9.292	8.988
2039	9.611	9.321	8.990

Tabla 6.14: Costo del Carbón usado en la modelación del SEN

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2020	84.192	84.192	84.192
2021	84.570	84.570	84.570
2022	84.617	84.617	84.617
2023	84.623	84.623	84.623
2024	82.410	82.410	82.410
2025	82.939	82.939	82.939
2026	83.078	83.078	83.078
2027	83.349	83.349	83.349
2028	83.602	83.602	83.602
2029	83.751	83.751	83.751
2030	84.763	84.293	83.450
2031	86.678	85.669	83.856
2032	88.121	86.745	84.274
2033	89.591	87.918	84.913
2034	90.918	88.943	85.394
2035	92.208	89.943	85.874
2036	93.434	90.927	86.425
2037	94.585	91.818	86.848
2038	95.684	92.707	87.357
2039	96.735	93.571	87.887

Tabla 6.15: Costo del Crudo WTI usado en la modelación del SEN

Año	Precio Alto [USD/bbl]	Precio Medio [USD/bbl]	Precio Bajo [USD/bbl]
2020	75.049	75.049	75.049
2021	76.245	76.245	76.245
2022	76.208	76.208	76.208

Año	Precio Alto [USD/bbl]	Precio Medio [USD/bbl]	Precio Bajo [USD/bbl]
2023	78.065	78.065	78.065
2024	81.253	81.253	81.253
2025	83.722	83.722	83.722
2026	86.930	86.930	86.930
2027	89.624	89.624	89.624
2028	91.594	91.594	91.594
2029	93.468	93.468	93.468
2030	95.434	95.361	95.208
2031	97.928	97.250	95.846
2032	99.794	98.729	96.523
2033	101.677	100.341	97.570
2034	103.387	101.748	98.351
2035	105.053	103.123	99.121
2036	106.627	104.475	100.015
2037	108.119	105.699	100.683
2038	109.534	106.920	101.501
2039	110.882	108.107	102.354

6.3.6 MODELAMIENTO DE LA DEMANDA Y DE LAS UNIDADES SOLARES Y EÓLICAS

En conformidad a lo establecido en el numeral 7 del artículo 11° de la Resolución Exenta N° 711, 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 8 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 8 bloques para los días no hábiles (sábados, domingos y festivos). Se consideró la misma definición de los bloques para ambos tipos de días en cuanto a las horas del día asignadas a cada bloque y en cada mes, siendo la definición de bloques propia de cada mes.
- 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 al interior de cada bloque la generación solar en forma horaria. Por su parte, se separaron los bloques para los niveles de mayor demanda del sistema.

-
- d) Para determinar los perfiles de demanda por bloque para cada barra se utilizó la información de retiros horarios en cada mes del año 2019, obteniendo así los promedios de demanda por bloque en cada nudo. Estos valores se dividieron por la demanda promedio en el mes, obteniéndose así el factor correspondiente a cada bloque y mes para todas las barras de consumo.
 - e) Para los datos de radiación solar se utilizaron perfiles de generación tipo, obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile desarrollado para el Ministerio de Energía. Además, se consideraron perfiles de generación de centrales existentes.

6.3.6.1 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

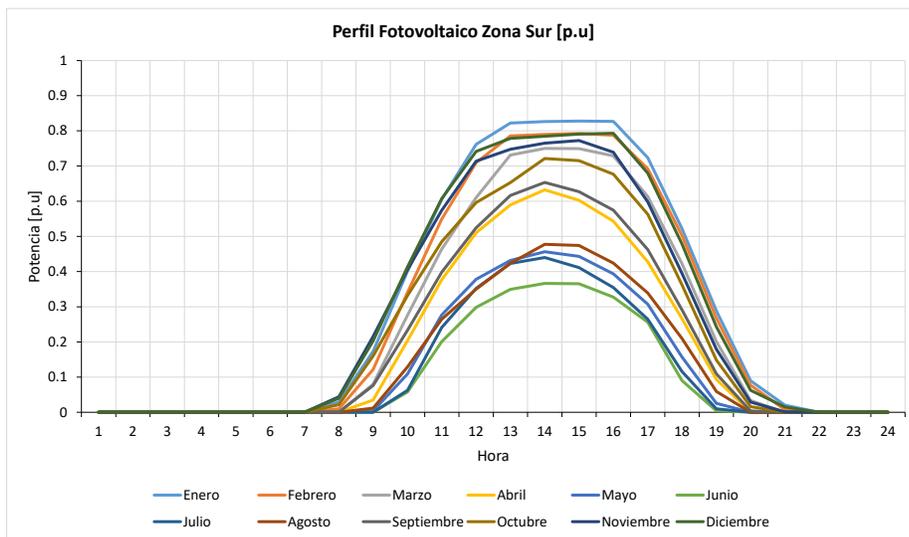
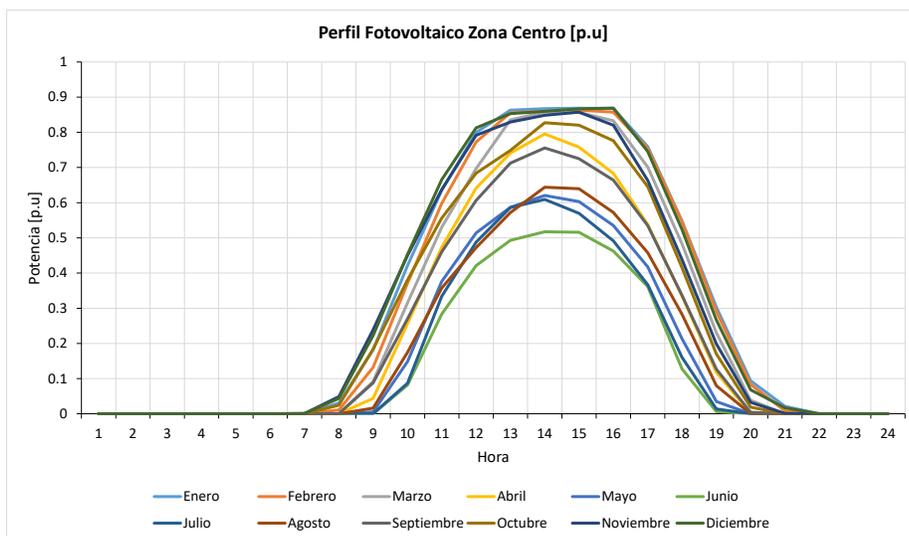
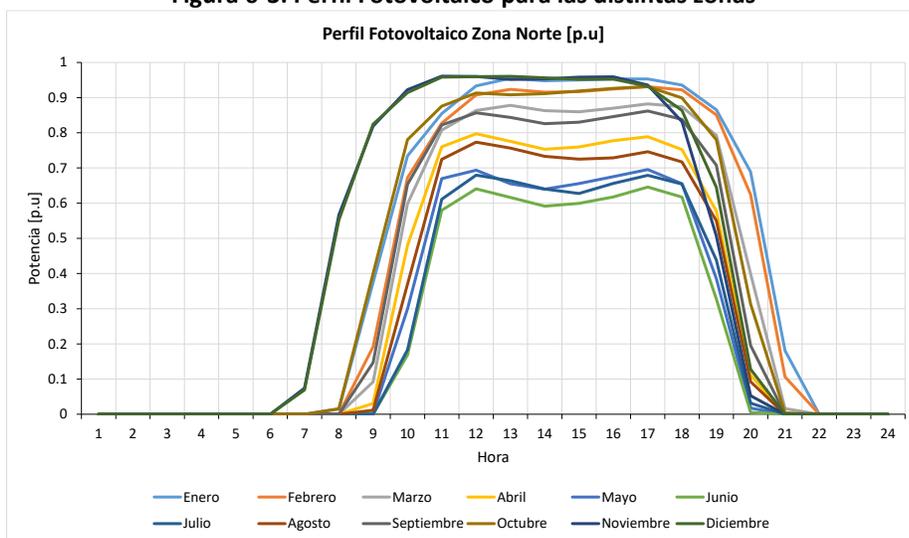
Se han definido tres zonas geográficas, constando cada cual con un perfil referencial de potencia horaria fotovoltaica. Dicho perfil se ha construido a partir de centrales existentes con más de un año de operación en el sistema (y estadística disponible). La zona 1 se encuentra comprendida entre la región 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 6-3 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 6-3: 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 Concentración Solar de Potencia 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. como se indica en la siguiente ecuación:

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

Lo anterior da lugar a una tabla con datos mensuales y horarios como los que se aprecian en la Tabla , en la cual se han destacado en color rojo aquellas horas en que la central CSP inyectaría más energía al sistema, y en color azul 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 6.16: 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:

$$Potencia\ CSP\ (p.u) = \begin{cases} 1, & \text{si } 0.95 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) \\ 0.9, & \text{si } 0.8 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0.95 \\ 0.8, & \text{si } 0.3 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0.8 \\ 0.6, & \text{si } Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0.3 \end{cases}$$

6.3.6.2 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, se utilizó una aproximación al valor más cercano disponible.

Posteriormente, y debido a que se cuenta con información de 62 afluentes para las centrales hidroeléctricas, se procedió a realizar un modelamiento similar para las centrales eólicas, es decir, para el modelamiento de estas centrales se consideraron 62 años de información. Sin embargo, al tener una data reducida (37 años), se procedió a escoger aleatoriamente distintos años de la serie eólica hasta completar los 62 años, procurando que un año de la serie, a lo más, se encontrara repetido una vez. Cabe destacar que la relación afluente hídrico con el eólico se realizó de forma aleatoria, sin considerar una correlación temporal entre ambos.

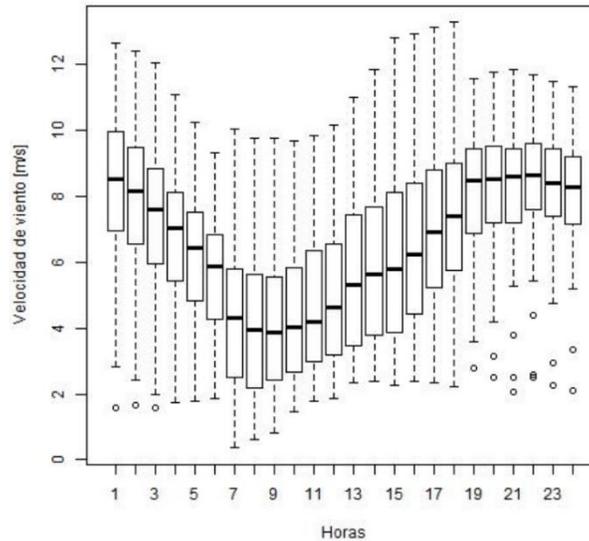
Una vez realizado lo anterior, debido a que la serie de tiempo cuenta con resolución horaria, se escogió para cada año y mes un día de manera aleatoria. Por lo tanto, se tienen 62 días totales escogidos de manera aleatoria para representar los afluentes en cada mes.

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:

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

Figura 6-4: 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 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.

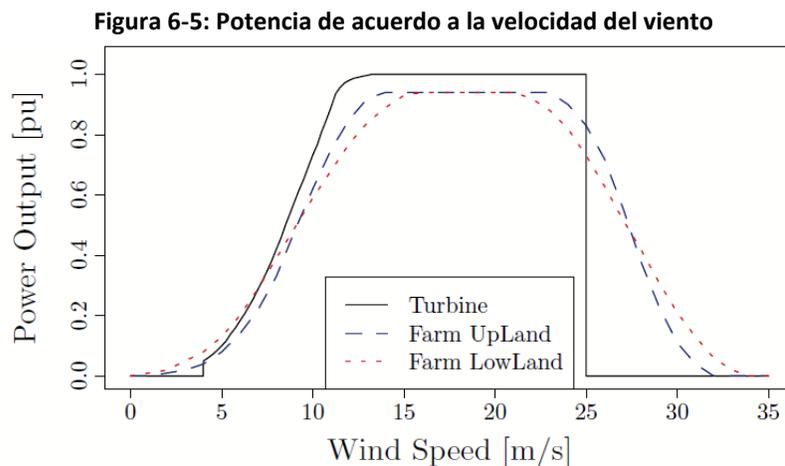
ρ : Densidad del aire en la altura a evaluar.

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 trabajos^{13 14} 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 a la ubicación de la turbina, sea costa o interior) y pérdidas eléctricas (alrededor del 3%). La Figura 6-5 muestra el comportamiento de la característica potencia-velocidad del parque eólico, tanto para el caso en que éste 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 ésta.



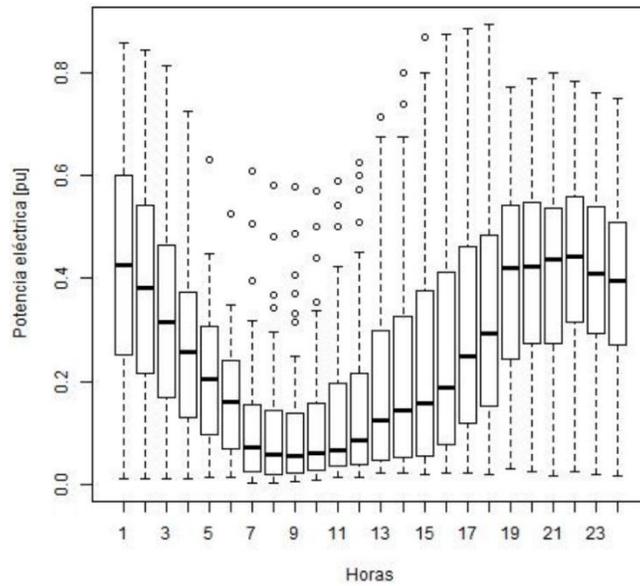
En particular, para efectos de la transformación de los datos de velocidad a potencia eléctrica, utilizados para el plan de expansión 2020, se consideró el promedio de la curva “*Farm UpLand*” y “*Farm LowLand*”, por cuanto en el Sistema Eléctrico Nacional existen parques eólicos ubicados en distintas 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:

¹³ Norgaard Per and Holttinen Hannele. A multi-turbine power curve approach. In Nordic Wind Power Conference, March 2004.

¹⁴ J. R. McLean (Garrad Hassan and Partners Ltd.). Equivalent wind power curves. Tech report for TradeWind Consortium, July 2008.

Figura 6-6: Potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes enero

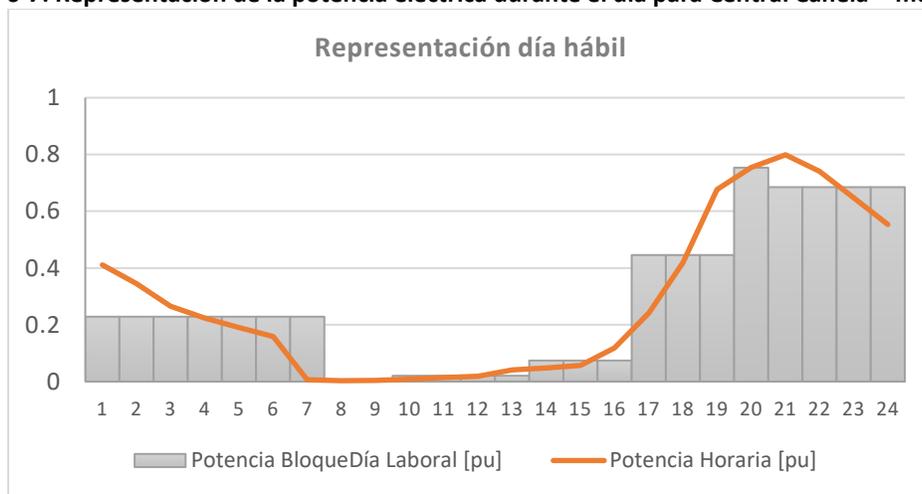


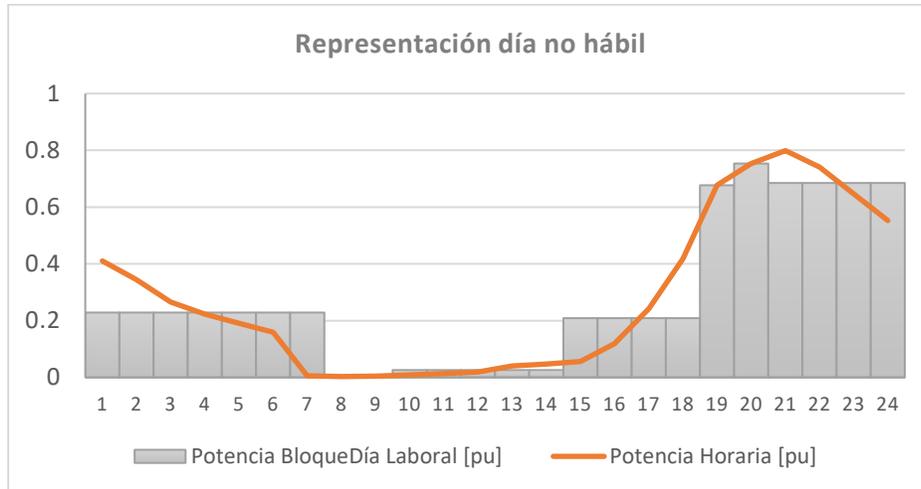
iii. Representación de la Potencia Eólica en Bloques

Los datos obtenidos como resultados 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 62 afluentes eólicos fueron transformados sin hacer distinción entre días hábiles y no hábiles.

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

Figura 6-7: Representación de la potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes enero





6.3.7 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 en construcción. Adicionalmente, se incluyen aquellas centrales de generación que se encuentran comprometidas, de acuerdo con 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.

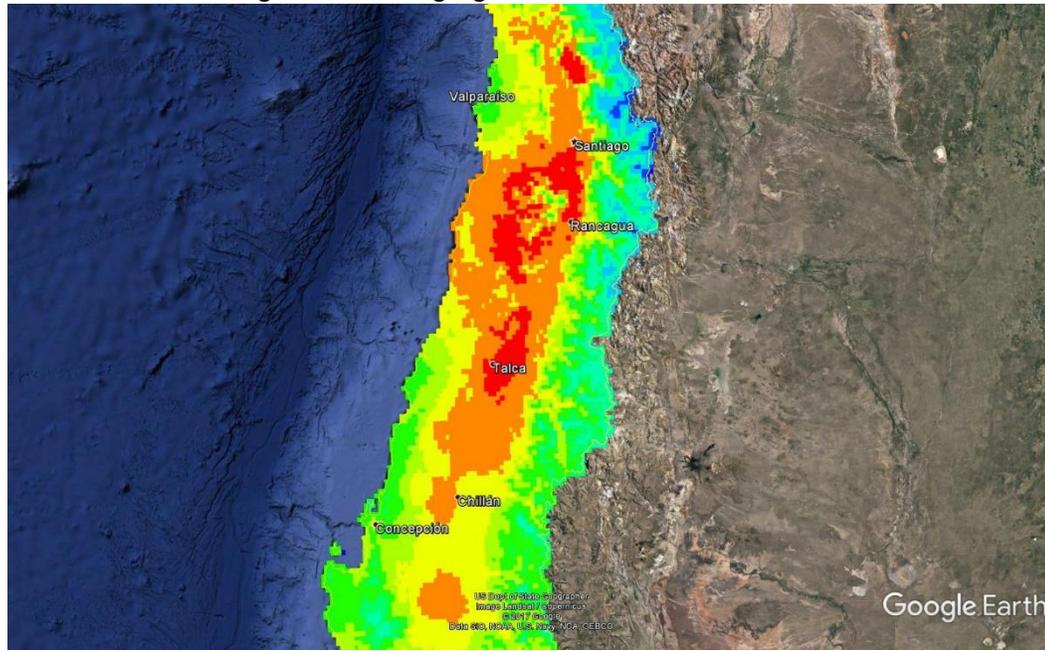
Los circuitos pertenecientes a sistemas de transmisión zonales han sido modelados considerando diferentes zonas térmicas geográficas, dando lugar a una capacidad operativa en MW, definida para cada circuito en función de la temperatura ambiente de operación. Lo anterior se justifica de manera de considerar 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 tamaño aproximado 5x4 km, que contienen los datos de las temperaturas máximas promedio para un mes de enero de referencia construido a partir de una muestra de datos. Dicha información puede obtenerse libremente a partir de las coberturas SIG (Sistemas de Información Geográfica), desarrolladas por el docente de la Universidad de la Frontera, Dr. Christoph Johannes Albers¹⁵.

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

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.

Figura 6-8: Zonas geográficas térmicas – Chile central

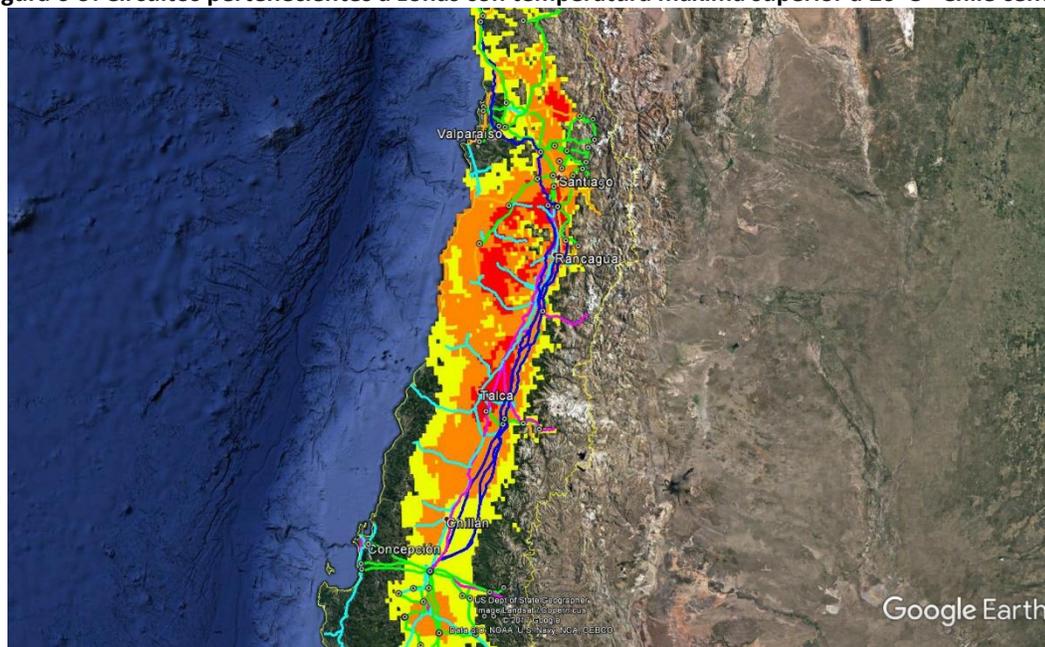


Finalmente, los circuitos pertenecientes a los sistemas de transmisión zonal fueron clasificados según su ubicación en la zona geográfica correspondiente. Para aquellas zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de enero es superior a 30°C (zonas de color rojo), se definió utilizar una temperatura 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 6-9: Circuitos pertenecientes a zonas con temperatura máxima superior a 26°C– Chile central



6.3.8 COSTOS DE FALLA

Los costos de falla utilizados para el presente proceso de planificación anual son los que se encuentran contenidos en la Resolución Exenta N° 28 de la Comisión, de 28 de febrero de 2020, que “Informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos”.

Los valores de Costo de Falla de Larga Duración del SEN se detallan en las siguientes tablas:

Tabla 6.17: Costo de Falla de Larga Duración SEN

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla [US\$/MWh]
0-5%	755,73
5-10%	1.099,53
10-20%	1.587,84
Sobre 20%	2.165,22

En cuanto al Costo de Falla de Corta Duración, este se indica en la siguiente tabla:

Tabla 6.18: Costo de Falla de Corta Duración SEN

Sistema	Costo Falla [US\$/kWh]
SEN	13,65

6.3.9 TASAS DE FALLA DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Las tasas de falla de los elementos de rama de transformación o línea utilizados fueron extraídos 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 5 años informados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), es decir, para efectos del presente proceso de planificación, se consideró el periodo comprendido entre los años 2014 y 2018. Adicionalmente, se han considerado las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

6.4 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 5 de la Resolución Exenta N° 711, con el objeto de obtener como resultado el Plan Anual de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2020.

A continuación se detallan los análisis realizados:

6.4.1 ANÁLISIS PRELIMINAR

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° de la RE N° 711, 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.

Luego se efectuó un diagnóstico del sistema de transmisión para los 20 años de horizonte de análisis, con el objeto de detectar eventuales necesidades de expansión, para lo cual 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, para cada EGPT, realiza una optimización de una función objetivo compuesta por costos de operación y costo de falla de larga duración del sistema eléctrico. 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.

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 resiliencia, de modo que pasaron directamente a la etapa de Análisis de Seguridad y Resiliencia.

6.4.2 ANÁLISIS DE SUFICIENCIA DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 18° de la RE N° 711, en esta etapa se identificaron las necesidades de transmisión relacionadas con el abastecimiento de la demanda y/o con el objetivo de incorporar la oferta que permita mejorar los costos de operación y falla en el Sistema Eléctrico Nacional ante los distintos escenarios de oferta y demanda.

En cuanto al Sistema de Transmisión Nacional, a partir de los resultados de la simulación estocástica, se analizaron distintos indicadores del sistema, tales como flujos proyectados por las instalaciones de transmisión y perfiles de costos marginales. Lo anterior, con la finalidad de detectar los proyectos de expansión del sistema de transmisión que posibiliten la incorporación de oferta, los que a su vez permitan disminuir: (i) los costos operacionales y de falla de larga duración del sistema; (ii) los desacoples económicos; (iii) los ingresos tarifarios y de pérdidas técnicas; y (iv) los vertimientos esperados de energía renovable, entre otros.

Por su parte, para la determinación de los requerimientos de expansión para el abastecimiento de la demanda, adicionalmente a los análisis de la simulación estocástica antes referidos, se realizaron estudios eléctricos que permitieron verificar el cumplimiento normativo, ya sea para operación normal o frente a contingencias.

Respecto del análisis de los sistemas de transmisión zonal, a partir de los resultados de las simulaciones económicas y eléctricas, se detectaron las necesidades de expansión de este segmento, específicamente aquellas asociadas al abastecimiento de la demanda de clientes sometidos a regulación de precios.

Finalmente, todos los proyectos de expansión nacional y zonal que resultaron necesarios para el abastecimiento de la demanda en base a este análisis pasaron a las etapas siguientes del proceso de planificación.

6.4.2.1 Criterio de Holgura

De acuerdo al resultado del análisis anterior la Comisión aplicó, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 18° de la Resolución Exenta N° 711, un criterio de holgura, entendido como una definición de utilización máxima de las instalaciones, para efectos de determinar la necesidad de los respectivos proyectos.

En particular, tratándose de proyectos de equipamientos de transformación de subestaciones primarias de distribución, el criterio de holgura corresponde a un 10% de la capacidad de cada equipo. De esta forma, una vez calculados los respectivos plazos constructivos, si se excede el 90% de la cargabilidad máxima de los equipos existentes, se gatilla una necesidad y el proyecto en cuestión pasa directamente a la etapa de Análisis Técnico-Económico.

Para efectos del ejercicio descrito en el párrafo anterior, se consideró la demanda máxima proyectada mediante la tasa de crecimiento alta para todo el horizonte de análisis, tomando como año de referencia para la toma de decisión de inversión el año 2025. Lo anterior, sin perjuicio de eventuales sensibilidades respecto de aquellas instalaciones que podrían presentar una cargabilidad relevante al año 2026.

Adicionalmente, y de manera consecutiva al ejercicio anterior, para efectos de determinar la capacidad nominal (en MVA) del equipo de transformación a proponer, se utilizó la proyección de la demanda de la zona (o barra) para todos los años del horizonte de análisis.

Por otra parte, para determinar los proyectos de expansión nacional y zonal que mejoren los costos de operación y falla que debían pasar a las etapas siguientes de análisis, se aplicó el criterio de holgura definido en la Resolución Exenta N° 711, esto es, que se presenten beneficios

en términos de reducción de los costos de operación y falla, respecto a la condición base sin expansión, en al menos el 50% de los escenarios.

6.4.3 ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y RESILIENCIA

Esta etapa consistió en determinar las necesidades de obras de expansión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, de acuerdo a las exigencias establecidas en la norma técnica vigente y a lo dispuesto en el literal a) del artículo 87° de la Ley.

A continuación se detallan los análisis desarrollados en la presente etapa:

6.4.3.1 Análisis de Seguridad

El objetivo del Análisis de Seguridad, de acuerdo a lo señalado en la letra a) del artículo 19° de la resolución Exenta N° 711, es determinar las expansiones del sistema de transmisión que permitan otorgar las redundancias necesarias al sistema.

Criterio de Redundancia

Respecto del Sistema de Transmisión Nacional, se analizaron los distintos proyectos de expansión que permitieran asegurar el abastecimiento de la demanda frente a las contingencias que establece la normativa técnica para este segmento de transmisión. De esta forma, se consideró la aplicación del criterio N-1 como criterio de seguridad en la planificación de dicho sistema, de acuerdo a 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.

En el caso de los sistemas de transmisión zonal, el objetivo fue determinar los proyectos de expansión que permitieran asegurar el abastecimiento de la demanda si, ante la salida intempestiva de la rama de instalación bajo análisis, ya fuera una línea o un equipo de transformación, se generaba Energía No Suministrada (ENS). Esta ENS se cuantificó en cada caso y se valorizó a Costo de Falla de Corta Duración (CFCD), con lo cual se obtuvo un monto representativo del efecto de la salida intempestiva de la instalación bajo análisis, lo que posteriormente se evaluó en la etapa de Análisis Técnico-Económico.

Para cuantificar la ENS antes indicada, en conformidad a lo señalado en el inciso cuarto de la letra a) del artículo 19° de la resolución Exenta N° 711, en primer lugar, se determinó una curva de demanda promedio base, utilizando los registros horarios de los retiros de energía. Luego, se le aplicó la tasa de crecimiento de la demanda, para efectos de cuantificar su evolución en el tiempo.

A continuación, se procedió a estimar el tiempo de indisponibilidad esperado para la salida del elemento bajo análisis. Así, en el caso de instalaciones de transformación zonal, se utilizaron los tiempos de indisponibilidad de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. Asimismo, se consideraron las tasas de salida de los elementos que conforman la rama, tales como transformadores, interruptores, desconectores, transformadores de potencia o de corriente, que provocaran la salida intempestiva de la rama o generaran cortocircuitos en ella, de acuerdo a la información con que la Comisión cuenta. Por su parte, para el caso de proyectos de líneas

de transmisión zonal, se utilizaron registros históricos de fallas¹⁶ o salidas intempestivas de la línea bajo análisis.

Una vez que determinados los tiempos de indisponibilidad asociados a cada elemento y la proyección de demanda promedio, se debe determinar la correspondiente ENS por efecto de la pérdida del tramo bajo análisis, distinguiéndose para estos efectos por tipo de instalación.

Para aquellas instalaciones de tipo radial, la ENS se estimó a partir de la porción de demanda que no sería posible abastecer a partir de la curva de demanda del día característico determinado.

Por su parte, para aquellas instalaciones enmalladas, la ENS se determinó utilizando el programa *PowerFactory*, en el cual se implementó un modelo detallado del Sistema Eléctrico Nacional. Este modelo contiene todas las obras de expansión decretadas en los años anteriores, tomando en cuenta, al menos, la configuración de barra para nuevas subestaciones, el tipo de conductor y geometría de torre representativa para nuevas líneas de transmisión, impedancia de secuencia positiva, cero y rango de cambiador de toma, para nuevos transformadores. Con ello se aplicó la salida del elemento bajo análisis y se determinó la ENS.

6.4.3.2 Análisis de Resiliencia

El objetivo de este análisis consistió en determinar la capacidad de adaptación del sistema frente a situaciones extremas o perturbaciones que alteren las condiciones originales con las cuales se realizan los análisis de la planificación de la transmisión y, de igual manera, cuantificar el aporte que le dan al sistema los proyectos de transmisión analizados frente a estos hechos.

En particular, este análisis buscó determinar expansiones de transmisión nacional y zonal que permitan al Sistema Eléctrico Nacional responder frente a dichas situaciones extremas o perturbaciones, permitiendo el abastecimiento de la demanda y que no se degraden las condiciones normales de operación técnica y económica del sistema eléctrico.

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 a la misma contingencia, pero considerando los proyectos de expansión.

En el presente informe se analizó el comportamiento del sistema frente a: (i) maremotos; (ii) shock de precios de combustibles; e (iii) hidrologías extremas.

El detalle de la metodología empleada para poder evaluar cada uno de estos casos y sus efectos es presentado a continuación:

- **Maremotos.** El análisis de esta eventualidad consistió en estudiar el riesgo que presenta para el sistema eléctrico un evento de tsunami, el cual puede dejar indisponible un determinado grupo de centrales que se encuentren emplazadas cerca de la costa. Para la realización de este análisis de resiliencia se identificaron cuatro zonas afectas a esta eventualidad en el territorio nacional: (i) Tocopilla, en la cual se encuentran las centrales

¹⁶ Solicitados a la SEC mediante Oficio

Tocopilla y Norgener; (ii) Mejillones, en la cual se encuentran las centrales Gas Atacama, Mejillones, Cochrane, Angamos, Kellar y la futura central Infraestructura Energética Mejillones; (iii) Huasco, en la cual se encuentra la central Guacolda; y (iv) Coronel, en la cual se encuentran las centrales Bocamina¹⁷, Bocamina 2¹⁸ y Santa María.

La metodología consistió en dejar fuera de servicio el conjunto de centrales mencionadas en una de las cuatro zonas identificadas, y verificar el cumplimiento de los artículos de la NTSyCS para el estado de operación normal, incluyendo el cumplimiento del criterio N-1 para el Sistema de Transmisión Nacional. La realización del análisis tomó en cuenta la demanda máxima coincidente proyectada en la totalidad del SEN para el año 2025, en atención al horizonte en el cual una eventual expansión podría concretarse.

- **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 2026 o durante el año 2033¹⁹, 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

¹⁷ Central Bocamina 1 se considera operativa hasta el 31 de diciembre de 2020, de acuerdo a lo indicado en la RE N° 237, del 03 de julio de 2020, de la Comisión Nacional de Energía.

¹⁸ Central Bocamina 2 se considera operativa hasta el 31 de mayo de 2022, de acuerdo a lo indicado en la RE N° 266, del 23 de julio de 2020, de la Comisión Nacional de Energía.

¹⁹ Se escogen estos años como una muestra que refleje los efectos potenciales en el mediano y largo plazo.

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.

- **Hidrologías extremas.** Dado que el Sistema Eléctrico Nacional es de naturaleza hidrotérmica, un aspecto fundamental es el análisis del recurso hídrico, que 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 las series de tiempo compuestas por una muestra estadística de 59 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país²⁰. Dependiendo de las zonas en análisis, el flujo por los distintos tramos del sistema de transmisión puede variar en función de las hidrologías, por cuanto una zona con fuerte componente hídrica puede comportarse como exportadora en hidrologías húmedas, mientras que puede ser importadora en hidrologías secas.

Para llevar a cabo dicha evaluación, la metodología aplicada consideró observar los efectos a partir de la modelación de la operación para los siguientes 20 años bajo las siguientes situaciones: (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 bajo análisis. Para dichos efectos, se utilizó la serie hidrológica extrema seca, es decir, aquella que contiene las cinco hidrologías más secas, y la serie hidrológica extrema húmeda, que contiene las cinco hidrologías más húmedas.

Visto lo anterior, se tiene que las hidrologías más secas corresponden a los periodos 1962-1963, 1968-1969, 1996-1997, 1998-1999 y 2016-2017. Por otra parte, las hidrologías más húmedas corresponden a los periodos: 1965-1966, 1972-1973, 1980-1981, 1982-1983 y 2002-2003. Una vez definido lo anterior, se revisó en la modelación ya efectuada la serie hidrológica en la cual se repiten más veces los datos más secos y húmedos. Por lo tanto, para observar los efectos económicos que contiene un proyecto frente a hidrologías extremas, se extrajo el resultado considerando dichas series, comparando de este modo como es la situación con y sin proyectos frente a una hidrología extrema seca o extrema húmeda.

6.4.4 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°

²⁰ Además, se consideran tres hidrologías sintéticas, tal cual se señala en el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo, dando como resultado la modelación de 59+3 hidrologías.

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.

Para este análisis se realizó una comparación entre el escenario con 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, en conformidad a lo establecido en el artículo 20° de la Resolución Exenta N° 711. El monto de energía inyectada y retirada esperada por los generadores resulta del despacho y el retiro de energía proyectado en las barras respectivas.

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 fórmula de cálculo de los indicadores antes mencionados.

Para un conjunto significativo de barras de retiro, agrupadas en un *cluster*²¹, 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:

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

²¹ Se entenderá por “clúster de consumo” la agrupación de consumidores que se hace sumando todo el retiro física y monetariamente, de la misma forma se entenderá por clúster de generación la suma de la generación de todas las centrales de un productor física y monetariamente.

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 análisis²².

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 año, para el abastecimiento de cada barra de consumo a partir de las distintas barras de inyecciones, agrupadas por empresa generadora.

6.4.5 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN

Esta etapa tiene por objeto determinar la conveniencia económica de los proyectos de expansión que han resultado de las etapas de análisis anteriores.

Esta etapa está compuesta de dos sub etapas: de Factibilidad y Valorización y de Evaluación Económica.

6.4.5.1 Sub Etapa de Factibilidad y Valorización de los Proyectos

En esta etapa se efectuaron los estudios de factibilidad y valorización de todos los proyectos que resultaron de las etapas anteriores de análisis.

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

²² Se entenderá por productor activo aquella empresa que tenga inyecciones de energía distintas de cero en el periodo de análisis.

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 2020”.

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

Adicionalmente, y para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso final del artículo 87° de la Ley, en los V.I. referenciales de los proyectos que contemplan la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicados, se consideraron los costos asociados a la intervención y a los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas. 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 a la siguiente metodología:

- Revisión del entorno topológico de la instalación del sistema dedicado intervenida, 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 de 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 intervenida, 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 los sistemas de transmisión nacional o zonal.

El procedimiento general de cálculo está detallado en el Capítulo 11 del presente informe.

En conformidad a lo establecido en el inciso final de la letra a) del artículo 21° de la Resolución Exenta N° 711, de los proyectos analizados en esta sub etapa de factibilidad y valorización no pasaron a la siguiente sub etapa de evaluación económica, incorporándose directamente al plan de expansión, aquellos que hayan resultado del Análisis de Suficiencia referidos en el literal a) del artículo 18° de la Resolución Exenta N° 711, es decir, aquellos proyectos de expansión que correspondan a equipamientos de transformación de las subestaciones de distribución, siempre que, calculados los respectivos plazos constructivos, se exceda en un 90% la cargabilidad máxima de los equipos de transformación existentes.

Asimismo, pasaron directamente a formar parte del plan de expansión aquellos proyectos que se obtuvieron como resultado del Análisis de Seguridad descrito en el numeral a) del artículo 19° de la Resolución Exenta N° 711, esto es, que permitan otorgar las redundancias necesarias de acuerdo al referido análisis.

6.4.5.2 Sub Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos

En esta etapa se evaluaron económicamente todos aquellos proyectos que resultaron de las etapas anteriores y que no hubieran sido incorporados directamente al plan de expansión por aplicación de la metodología descrita en las etapas anteriores.

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

- a) **Tasa de Actualización:** De acuerdo a 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 a lo dispuesto en la Ley N° 20.530, que Crea el Ministerio de Desarrollo Social y Modifica Cuerpos Legales que indica.

De acuerdo al Informe “Precios Sociales 2018” de febrero de 2018, 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 V.A.T.T. 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 C.O.M.A. y el ajuste por efecto de impuesto a la renta. Para efectos de lo anterior, se consideró lo dispuesto en el artículo 21° de la RE N° 711, es decir, 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 de cada tipo de instalación 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 de cada tipo de instalación 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 al Informe Técnico, la tasa a utilizar para este caso corresponde a un 5%.

Para efectos de lo anterior, se utilizó una vida útil estimada de 50 años para los proyectos de líneas y subestaciones de transmisión.

En el caso de la evaluación económica de los proyectos de transmisión zonal resultantes de la etapa de Análisis de Seguridad, se comparó el V.A.T.T. del o los proyectos que permitan responder ante la salida intempestiva de la rama correspondiente, incorporando la inversión desde su ingreso en operación esperada, con la ENS respectiva, ambas a valor presente, y considerando como plazo máximo el horizonte de planificación del proceso en curso. Luego, se incorporaron al presente plan de expansión aquellos proyectos de expansión de transmisión zonal que presentaron beneficios netos positivos.

Tratándose de los proyectos de transmisión que resultaron recomendados de la etapa de Análisis de Resiliencia, estos se incluyeron en el plan de expansión si cumplían alguna de las siguientes hipótesis:

- a) Cuando se requieren para el cumplimiento de la normativa vigente;
- b) Cuando hayan presentado beneficios netos positivos al comparar el V.A.T.T. del o los proyectos analizados que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda respecto de la valorización de la ENS, ambos llevados a valor presente.
- c) Cuando hayan presentado beneficios netos positivos en al menos el 50% de los EGPT, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711.

En el caso de aquellos proyectos resultantes de la etapa de Análisis de Suficiencia que mejoraran los costos de operación y falla del SEN, se aplicó la misma metodología descrita en el literal c) precedente.

En el caso de la evaluación económica de los proyectos de transmisión que hayan resultado recomendados en el Análisis de Mercado Eléctrico Común, se verificó el cumplimiento de la hipótesis establecida en el literal c) precedente.

6.4.5.3 Conformación del Plan de Expansión Anual de la Transmisión

Concluida la etapa de evaluación económica, se procedió a conformar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2020, según el resultado de las etapas anteriores.

7 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS Y RESULTADOS

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

7.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL

7.1.1 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES KIMAL Y LAGUNAS

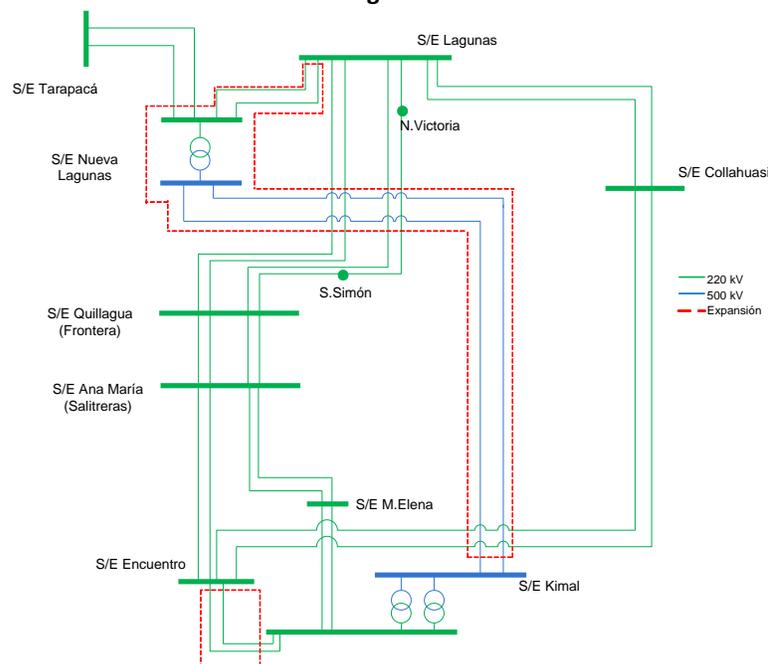
El proyecto “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas” consiste en el desarrollo de cuatro obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional. Estos proyectos son:

- 1- “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal”.
- 2- “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”.
- 3- Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, en el tramo Nueva Lagunas – Lagunas.
- 4- Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)

Este proyecto tiene como objetivo incrementar la capacidad de transporte para exportación de generación y/o abastecimiento de la demanda en las comunas de María Elena, Pozo Almonte, Iquique y Pica en el mediano y largo plazo.

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

Figura 7-1: Diagrama referencial del proyecto Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas.



7.1.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 7.1 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Nuevo Sistema 500 kV Kimal – Nueva Lagunas”, para cada escenario de simulación de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 7.1: 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	13.178	17.084	21.892	17.004	19.643
Costo Operacional Con Proyecto	11.594	16.837	17.452	16.597	18.544
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	11.750	16.993	17.608	16.753	18.700
Beneficios (Base – Proyecto)	1.427	91	4.284	251	943

La Tabla 7.2 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 7.2: 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	13.178	17.084	21.892	17.004	19.643
Costo Operacional Con Proyecto	11.216	16.766	17.004	16.536	18.462
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	11.379	16.929	17.167	16.698	18.624
Beneficios (Base – Proyecto)	1.799	155	4.725	306	1.018

La Tabla 7.3 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Ampliación de la línea de transmisión 2x220 kV Kimal – Encuentro”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2, pero considerando que el sistema cuenta con el proyecto “Nuevo Sistema 500 kV Kimal – Nueva Lagunas” tanto en el caso base como el caso con expansión.

Tabla 7.3: 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	11.610	16.885	17.491	16.613	18.591
Costo Operacional Con Proyecto	11.234	16.827	17.051	16.555	18.521
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	11.241	16.833	17.057	16.561	18.528
Beneficios (Base – Proyecto)	369	52	433	51	63

La Tabla 7.4 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Nuevo Sistema 500 kV Kimal – Nueva

Lagunas”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2, pero considerando que el sistema cuenta con el proyecto “Ampliación de la línea de transmisión 2x220 kV Kimal – Encuentro” tanto en el caso base como el caso con expansión.

Tabla 7.4: 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	11.389	17.215	17.589	16.826	19.359
Costo Operacional Con Proyecto	11.234	16.827	17.051	16.555	18.521
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	11.391	16.983	17.207	16.711	18.678
Beneficios (Base – Proyecto)	-1	232	382	115	682

En los resultados expuestos se observa que el proyecto “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas” cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en los cinco EGPT. Adicionalmente, al analizar cada una de las obras que componen esta solución por sí sola, éstas también resultan beneficiosas para el sistema en al menos cuatro de los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas” en el presente proceso de expansión.

7.1.2 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN DE ANTOFAGASTA

El proyecto “Apoyo al Sistema de Transmisión de la Región de Antofagasta” consiste en el desarrollo de dos obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional. Estos proyectos son:

- 1- “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)”
- 2- “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai”

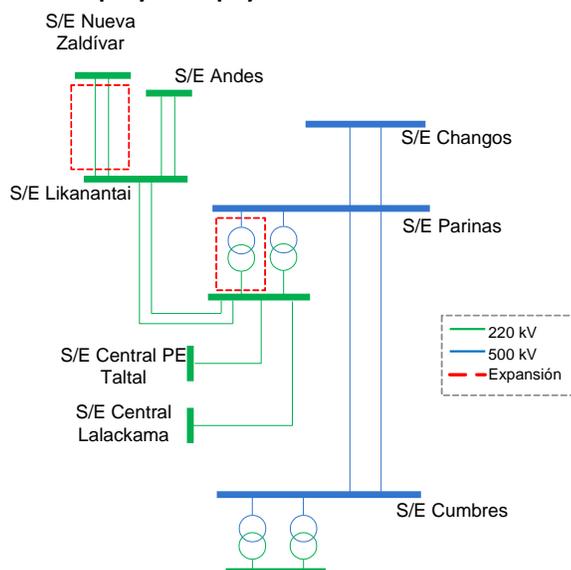
Este proyecto tiene como objetivo incrementar la capacidad de transporte para exportación de generación y/o abastecimiento de la demanda en las comunas de Taltal y Antofagasta.

La obra “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)” consiste en la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV de, al menos, 750 MVA de capacidad.

En tanto, la obra “Ampliación de Capacidad Línea 2x220 kV Likanantai – Nueva Zaldívar” consiste en el cambio de conductor de la línea 2x220 kV Likanantai – Nueva Zaldívar por uno de alta temperatura y baja flecha, que permita al menos una capacidad de transporte de 660 MVA por circuito a 35°C.

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

Figura 7-2: Diagrama referencial del proyecto apoyo al sistema de transmisión de la Región de Antofagasta.



7.1.2.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 7.5 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 7.5: 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	13.178	17.084	21.892	17.004	19.643
Costo Operacional Con Proyecto	13.058	17.016	21.697	16.747	19.546
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	13.079	17.037	21.717	16.767	19.567
Beneficios (Base – Proyecto)	99	47	175	237	76

La Tabla 7.6 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 7.6: 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	13.178	17.084	21.892	17.004	19.643
Costo Operacional Con Proyecto	12.339	16.776	20.270	15.846	18.673
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	12.351	16.788	20.282	15.858	18.685
Beneficios (Base – Proyecto)	827	296	1.610	1.146	958

La Tabla 7.7 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2, pero considerando que el sistema cuenta con el proyecto “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)” tanto en el caso base como el caso con expansión.

Tabla 7.7: 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	13.058	17.016	21.697	16.747	19.546
Costo Operacional Con Proyecto	12.337	16.741	20.159	15.678	18.660
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	12.349	16.753	20.171	15.690	18.672
Beneficios (Base – Proyecto)	709	264	1.525	1.057	874

De los resultados anteriores se observa que los proyectos otorgan beneficios en los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Apoyo al Sistema de Transmisión de la Región de Antofagasta” en el presente proceso de expansión.

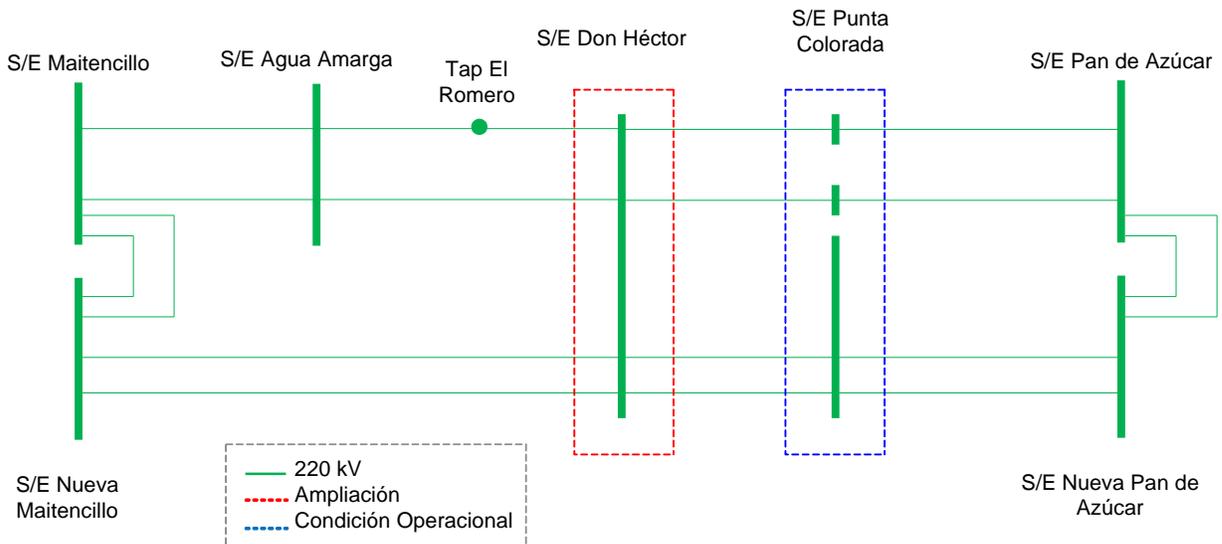
7.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E DON HÉCTOR Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV NUEVA MAITENCILLO – PUNTA COLORADA

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” tiene como objetivo ampliar la capacidad de transmisión del sistema de 220 kV de la Región de Atacama, al permitir un uso más eficiente de los circuitos dispuestos entre las subestaciones Maitencillo y Punta Colorada, con la finalidad de permitir el desarrollo del potencial de generación de la zona y reducir el riesgo de vertimiento de las centrales ubicadas en las comunas de Vallenar, Freirina y La Higuera, durante todo el período de análisis.

Para el cumplimiento de lo descrito en el párrafo anterior, se propone el seccionamiento de la nueva línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada, de 500 MVA por circuito, en la S/E Don Héctor. Adicionalmente, y sólo como una simplificación para efectos de la simulación de la operación del sistema en los análisis desarrollados, se supuso una operación de la actual línea 2x220 kV Maitencillo – Don Héctor – Punta Colorada – Pan de Azúcar (197 MVA por circuito) en condición expresa entre las subestaciones Don Héctor y Pan de Azúcar, lo que supone operar cerrado únicamente el interruptor central de la diagonal a la que se conecta cada circuito para permitir esta configuración topológica.

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

Figura 7-3: Diagrama referencial del proyecto seccionamiento en S/E Don Héctor.



7.1.3.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 7.8 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación, de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 7.8: 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	13.178	17.084	21.892	17.004	19.643
Costo Operacional Con Proyecto	13.144	16.990	21.822	16.966	19.502
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	13.156	17.002	21.834	16.978	19.513
Beneficios (Base – Proyecto)	22	82	58	26	129

De los resultados anteriores, se observa que el proyecto otorga beneficios en los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” en el presente proceso de expansión, la cual permitirá un mayor desarrollo del potencial de generación y una disminución de los riesgos de vertimiento de centrales en la zona.

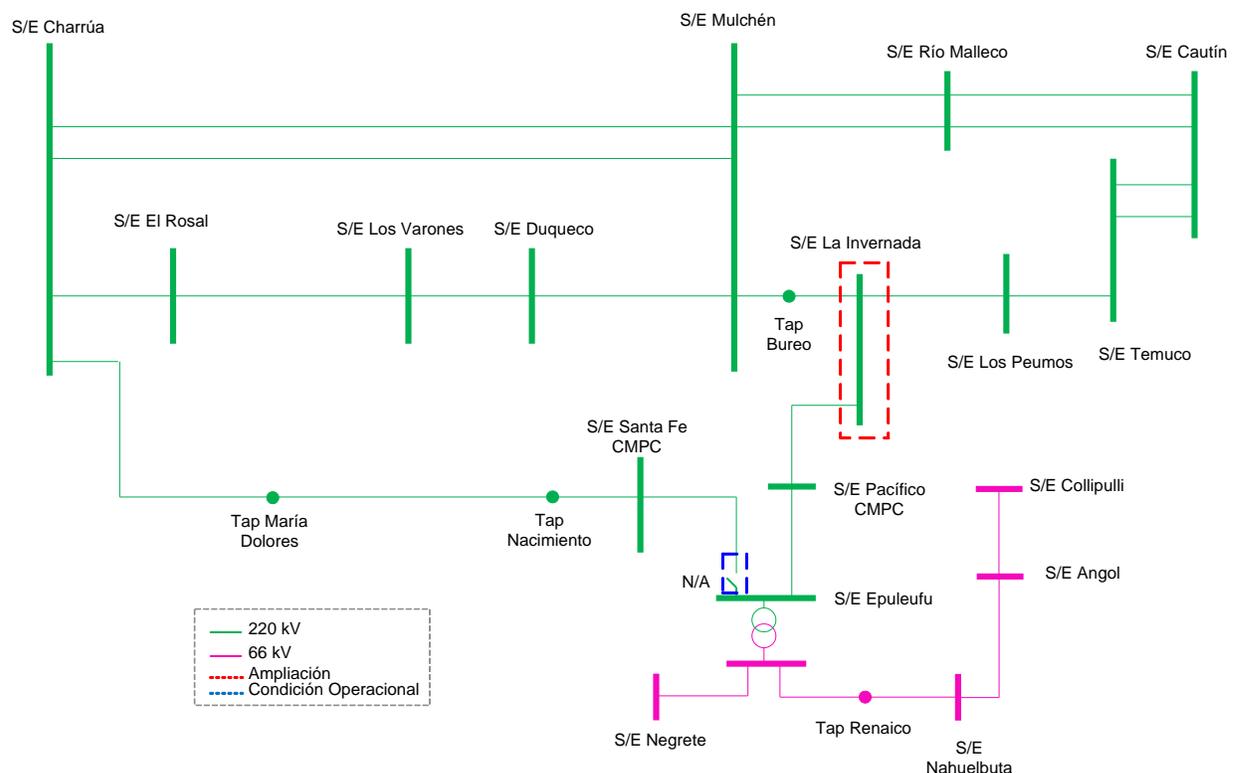
7.1.4 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA

Esta obra forma parte de la solución de transmisión incorporada en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, compuesta por las obras zonales "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu", "Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu" y la obra del Sistema de Transmisión Nacional "Nueva S/E Seccionadora La Invernada", entregando una solución integral para el abastecimiento de la demanda de las comunas de Malleco, Negrete, Renaico, Angol, Los Sauces y Collipulli, además de permitir el desarrollo y la evacuación del potencial eólico de la zona hacia el Sistema de Transmisión Nacional, sin degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas intervenidas y manteniendo la consistencia con relación a los procesos asociados a la gestión del acceso abierto a los sistemas de transmisión desarrollado por el Coordinador.

El proyecto "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" consiste en el seccionamiento de la actual línea Duqueco – Los Peumos (futura línea Mulchén – Los Peumos) en las cercanías del antiguo tap off La Esperanza, de propiedad de Transelec, permitiendo la conexión del tramo de transmisión dedicada Esperanza – Planta Pacífico 1x220 kV, actualmente en desuso. Con esto, la obra de expansión del Plan 2019 "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu", se alimentará desde la S/E Seccionadora La Invernada a través de la mencionada línea en desuso, manteniendo una operación normalmente abierta hacia el resto del sistema dedicado de CMPC (desde S/E Santa Fé hacia Charrúa).

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

Figura 7-4: Diagrama referencial del proyecto Nueva S/E La Invernada.



7.1.4.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La siguiente tabla muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 7.9: 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	21.122	55.979	38.763	25.776	56.144
Costo Operacional Con Proyecto	21.061	55.931	38.700	25.713	56.085
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21.085	55.956	38.724	25.737	56.109
Beneficios (Base – Proyecto)	37	23	39	39	35

Cabe señalar que el análisis anterior consideró que, en el caso de la exclusión del proyecto "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" del presente Plan de Expansión, la S/E Seccionadora Epuleufu sería alimentada a través de la línea 1x220 kV Santa Fé – Epuleufu, lo que implicaría, con una alta probabilidad, que el proceso de calificación de instalaciones cambiaría la calificación del sistema de transmisión correspondiente a las instalaciones dedicadas que actualmente interconectan la subestación CMPC Santa Fé y la subestación Charrúa en 220 kV, pasando a formar parte del grupo de instalaciones de servicio público y, por tanto, traspasadas a la tarifa de los clientes finales.

Dado lo anterior, la evaluación económica de las alternativas con y sin proyecto, se desarrolló teniendo en cuenta lo señalado en el párrafo anterior, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 7.10, en donde se listan las instalaciones consideradas en la valorización de cada alternativa, para efectos del análisis de expansión, los cuales corresponde a valores referenciales en función del tipo de instalación y el largo de los tendidos de línea involucrados.

Tabla 7.10: Valor de inversión de las instalaciones entre subestación Santa Fé y Charrúa 220 kV y proyecto S/E La Invernada, valores en millones de dólares.

Alternativa	Instalaciones Consideradas en Evaluación Económica	Tipo de obra	V.I. por tramo	V.I. por alternativa
Incorporar S/E Seccionadora La Invernada	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	Expansión	7,5	27,1
	Ampliación en S/E Celulosa Pacífico (BS)	Expansión	2,9	
	Línea 1x220 kV Epuleufu - La Invernada	Dedicada	12,4	
	S/E Celulosa Pacífico	Dedicada	4,3	
No incorporar proyecto	Línea 1x220 kV CMPC Santa Fé - Charrúa	Dedicada	28,3	33,1
	S/E CMPC Santa Fé	Dedicada	4,8	

De esta forma, los resultados anteriores muestran que el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” otorga beneficios en los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” en el presente proceso de expansión, el cual permitirá incrementar la seguridad de abastecimiento, el desarrollo y evacuación del potencial de generación de las provincias del Biobío y Malleco, haciendo un uso eficiente de las instalaciones transmisión y reduciendo los pagos por conceptos de transmisión al cliente final.

7.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

La seguridad de un sistema interconectado se define como la capacidad que posee el sistema de transmisión de resistir la ausencia de una de sus instalaciones, ya sea por la salida intempestiva o una contingencia. En esta sección se listan las obras de expansión que necesita el sistema para evitar perder el nivel de seguridad en el sistema eléctrico interconectado, a lo menos, hasta el año 2027, así como aquellas obras requeridas para garantizar la seguridad y calidad de servicio, dando cumplimiento, en particular, a las exigencias que establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio al proceso de planificación de la transmisión.

7.2.1 PROYECTOS PARA GARANTIZAR LA SEGURIDAD

7.2.1.1 Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén

El proyecto “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén” tiene por objetivo asegurar el cumplimiento de los criterios de suficiencia y seguridad en el Sistema de Transmisión Nacional (N-1), habida consideración del retiro de las centrales Bocamina 1 y 2, como parte del plan de descarbonización actualmente en curso.

Los análisis realizados por esta Comisión muestran que, al año 2027, no es posible abastecer la demanda del gran Concepción, con criterio de seguridad N-1 en las líneas del Sistema de Transmisión Nacional, sin despachar generación térmica fuera de orden económico en un escenario de demanda máxima de verano (35°C con Sol). En particular, las simulaciones realizadas muestran que, en un escenario de demanda máxima de verano y en ausencia de generación térmica, existe una sobrecarga en la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén ante la salida de servicio intempestiva de alguna de las siguientes líneas:

- 1x220 kV Charrúa – Concepción
- 1x220 kV Charrúa – Hualqui
- 1x220 kV Hualqui – Lagunillas

Más aun, las simulaciones realizadas por esta Comisión para el año 2027 en escenario de demanda máxima de verano y en ausencia de generación térmica muestran que existiría una sobrecarga en la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén incluso en condición de operación normal (sin contingencias). Por lo tanto, sería necesario despachar generación térmica fuera de orden económico, o bien, abrir estas líneas, lo que disminuiría la seguridad del sistema de transmisión del Gran Concepción.

Lo anterior se refleja en la siguiente tabla, la cual muestra el flujo de potencia aparente en las líneas de 220 kV y 154 kV que se desarrollan entre las SS/EE Charrúa y Lagunillas, para demanda máxima coincidente de verano en la zona del Gran Concepción y dos escenarios de operación del sistema de transmisión:

- Operación actual: las líneas 1x220 kV Hualpén – El Guindo y 1x154 kV Hualpén – Mapal operan cerradas.
- Operación alternativa: las líneas 1x220 kV Hualpén – El Guindo y 1x154 kV Hualpén – Mapal operan abiertas en el extremo Hualpén.

Tabla 7.11: Flujos de potencia aparente (MVA) para las dos condiciones de operación simuladas.

Línea	Circuito	Capacidad a 35°C con Sol [MVA]	Potencia aparente [MVA]	
			Operación actual	Operación alternativa
1x220 kV Charrúa - Hualpén	C1	144.0	193.5	141.5
1x220 kV Charrúa - Concepción	C1	216.8	153.5	140.1
1x220 kV Charrúa - Hualqui	C1	326.9	227.7	278.7
1x220 kV Hualqui - Lagunillas	C1	326.9	81.5	162.8
1x220 kV Hualpén - El Guindo	C1	317.0	88.6	1.4
1x220 kV El Guindo - Lagunillas	C1	317.0	30.0	46.9
1x154 kV Charrúa - Concepción	C1	149.9	73.7	65.9
2x154 kV Concepción - San Vicente	C1	133.6	65.6	41.0
2x154 kV Concepción - San Vicente	C2	133.6	65.6	41.0
1x154 kV San Vicente - Hualpén	C1	191.5	26.3	51.5
1x154 kV San Vicente - Tap Petroquímicas	C1	191.5	17.8	16.3
1x154 kV Tap Petroquímicas - Hualpén	C1	191.5	58.9	84.2
1x154 kV Hualpén - Mapal	C1	191.5	33.8	0.6
1x154 kV Mapal - Fopaco	C1	191.5	32.9	9.4
1x154 kV Fopaco - Lagunillas	C1	191.5	36.7	23.7

Lo anterior justifica el aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, de manera de que su capacidad de transmisión sea de al menos 230 MVA a 35°C con Sol.

Adicionalmente, es importante señalar que la incorporación de esta obra permite aumentar el valor de la restricción de transmisión con criterio de seguridad (N-1) a través del tramo 1x220 kV Charrúa – Hualqui – Lagunillas, permitiendo, con ello, postergar la incorporación de la obra “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”, para futuros procesos de expansión de la transmisión.

7.2.1.2 Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)

El proyecto de expansión Nacional “Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)”, tiene como objetivo principal garantizar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, incorporando recursos para el control de los niveles de tensión en los nodos del Sistema Nacional comprendido al norte de la S/E Lagunas, especialmente para garantizar la seguridad del sistema frente ante una falla en una de las secciones de barra de esta subestación (severidad 9), así como para permitir el control de niveles de tensión en la S/E Lagunas, y sus nodos aledaños, en el largo plazo.

Lo anterior, ya que, de acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, en escenarios de demanda máxima nocturna coincidente en las SS/EE al norte de la S/E Lagunas, la tensión en barras de 220 kV del sistema al norte de la S/E Lagunas caería a niveles por debajo de lo

establecido en la NTSyCS vigente para estado de alerta, en caso de una falla en alguna de las secciones de barra de 220 kV en la S/E Lagunas, tal como se presenta en la Tabla 7.12.

Tabla 7.12: Tensión en barras de 220 kV de la Zona Norte Grande en Op. normal y contingencia. Valores en pu.

Barra	Operación normal	Falla BP1 220 kV	Falla BP2 220 kV
Crucero	1.0061	0.9817	0.9432
Encuentro	1.0108	0.9847	0.9453
Kimal	1.0097	0.9853	0.9476
Lagunas B1	1.0364	-	0.8445
Lagunas B2	1.0364	0.9454	-
Tarapacá	1.0407	0.9494	0.8408
Nueva Pozo Almonte	1.0408	0.9466	0.8265
Collahuasi	1.0119	0.9460	0.8484

Al respecto, es importante señalar que los resultados expuestos representan un escenario optimista ante las contingencias de severidad 9 simuladas. Esto dado que la convergencia del flujo de potencia para estas condiciones requirió de la operación de las centrales sincrónicas del Norte Grande fuera de su carta de operación en cuanto a inyección de potencia reactiva, por lo que las tensiones serían aun menores a las presentadas en la tabla.

Dado lo anterior, y para efectos de dar solución a la problemática, esta Comisión propone el reemplazo del banco de condensadores existentes de 60 MVAR en la subestación Lagunas por un equipo de compensación estática de reactivos, con capacidad de regulación dinámica (ya sea CER o STATCOM) de ± 100 MVAR, el cual debe contar con vinculación a las dos barras principales de 220 kV de dicha subestación.

De esta manera, tanto el equipo de compensación de reactivos como la obra “Apoyo al sistema de transmisión entre las SS/EE Kimal y Lagunas”, contribuyen a garantizar las condiciones seguridad y calidad de servicio en la zona del Norte Grande, generando un complemento necesario para garantizar lo anterior.

Para efectos de ilustrar lo mencionado, se realizaron las siguientes simulaciones de flujos de potencia estáticos:

- Escenario de día, sin equipo de compensación de reactivos. Este escenario considera todas las centrales fotovoltaicas del Norte Grande en servicio y a plena generación.
- Escenario de noche, sin equipo de compensación de reactivos. Este escenario considera demanda máxima coincidente en las SS/EE al norte de la S/E Lagunas, incluyendo los consumos de Collahuasi y de Quebrada Blanca Fase 2.
- Escenario de día, con equipo de compensación de reactivos. Este escenario considera que el equipo de compensación de reactivos tiene una consigna de tensión de 1.01 p.u. en las barras de 220 kV en la S/E Lagunas.
- Escenario de noche, con equipo de compensación de reactivos. Este escenario considera que el equipo de compensación de reactivos tiene una consigna de tensión de 1.01 p.u. en las barras de 220 kV en la S/E Lagunas.

En todos los escenarios simulados se supuso que los taps en los bancos de autotransformadores 500/220 kV en las SS/EE Kimal y Nueva Lagunas está en su posición neutral.

Los resultados para la tensión en barras al norte de la S/E Lagunas para cada simulación realizada se presenta en la Tabla 7.16.

Tabla 7.13: Tensión en barras del sistema para los escenarios simulados para el Norte Grande (valores en pu).

Barra	Tensión nominal [kV]	Sin Compensación		Con Compensación	
		Esc. Dia	Esc. Noche	Esc. Dia	Esc. Noche
Kimal	500	1.0300	1.0049	1.0258	1.0015
Nueva Lagunas	500	1.0341	1.0103	1.0282	1.0057
Nueva Lagunas	220	1.0227	1.0179	1.0112	1.0098
Lagunas	220	1.0220	1.0183	1.0100	1.0100
Tarapacá	220	1.0191	1.0192	1.0073	1.0109
Cóndores	220	1.0029	1.0160	0.9903	1.0071
Parinacota	220	1.0125	1.0326	0.9989	1.0231

De la tabla anterior se puede ver que, para el escenario de día, y en la condición sin equipo de compensación de reactivos, no sería posible mantener la operación del sistema dentro de los valores requeridos por la normativa vigente, considerando los taps de los bancos de autotransformadores en su posición neutral, requiriendo del cambio de posición de alguno de los taps en los transformadores de 500/220 kV para lograr controlar los niveles de tensión en la zona, situación que ocurriría con una frecuencia diaria.

Por otro lado, las simulaciones realizadas muestran que un equipo de compensación de reactivos en la S/E Lagunas permitiría la operación del sistema sin necesidad de cambiar la posición de los taps, y cumpliendo con la banda de tensión permitida para el estado de Operación Normal.

En virtud de lo anteriormente señalado, esta Comisión propone el reemplazo del banco de condensadores existentes de 60 MVAR en la subestación Lagunas 220 kV por un equipo de compensación estática de reactivos con capacidad de regulación dinámica (CER o STATCOM).

7.2.2 PROYECTOS PARA GARANTIZAR LA CALIDAD DE SERVICIO

7.2.2.1 Reactor en S/E Nueva Ancud

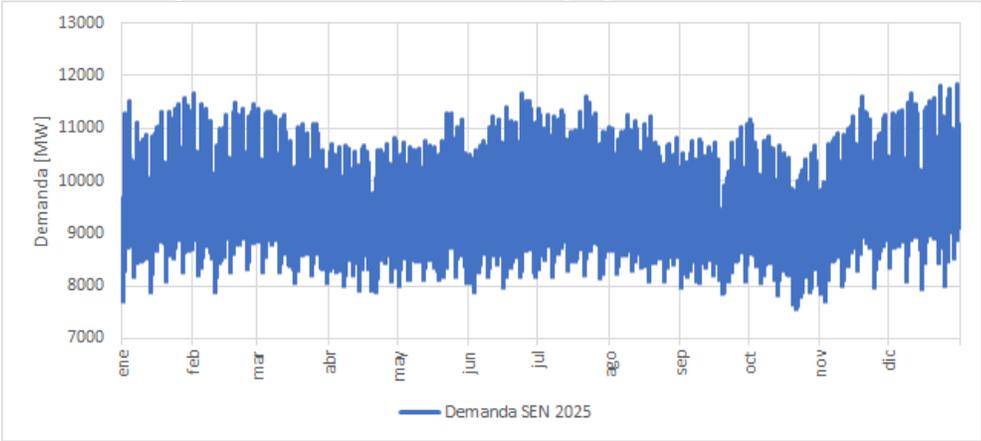
El proyecto de expansión Nacional “Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)”, tiene como objetivo principal garantizar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, incorporando recursos para el control de los niveles de tensión en los nodos del Sistema Nacional comprendido al sur de la S/E Puerto Montt. Lo anterior, en particular para garantizar el cumplimiento de lo establecido en el Artículo 5-19 de la NTSyCS.

De acuerdo al análisis realizado por esta Comisión, en un escenario de demanda mínima coincidente en todo el SEN proyectada al año 2025, la tensión en las barras de 220 kV en las SS/EE ubicadas en la isla de Chiloé supera el umbral de tensión establecido en la NTSyCS vigente.



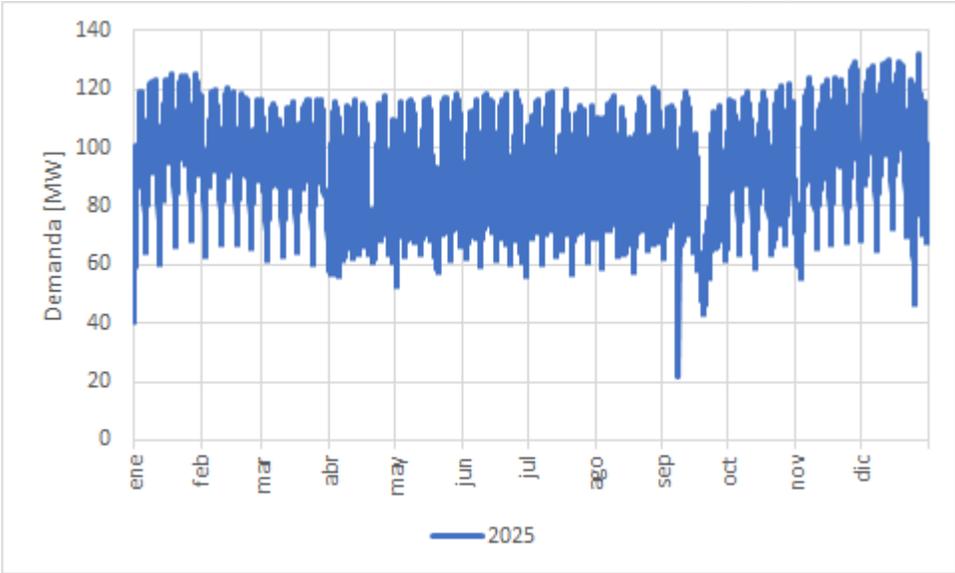
Al respecto, cabe indicar que la condición de operación analizada no corresponde a una situación poco habitual, ya que el resultado de los niveles de tensión alcanzados se encuentra fuertemente influenciado por la condición de demanda, específicamente aquellas de demanda baja a nivel del sistema completo, la que se presente con una alta coincidencia con los momentos de baja demanda local, situación que presenta valores similares a lo largo del año, por lo que se espera que dicha condición se presente con una periodicidad diaria o, al menos, semanal. A modo de ejemplo, la demanda horaria del SEN proyectada al año 2025 se presenta en la siguiente figura, donde es posible apreciar que la demanda mínima estaría frecuentemente en torno a los 8.000 MW.

Figura 7-5: Demanda horaria del SEN proyectada al año 2025.



Asimismo, la demanda horaria coincidente proyectada al año 2025 para las SS/EE de la isla de Chiloé se presenta en la siguiente figura, donde se observa que la demanda mínima es periódica, y estaría en torno a los 60 MW.

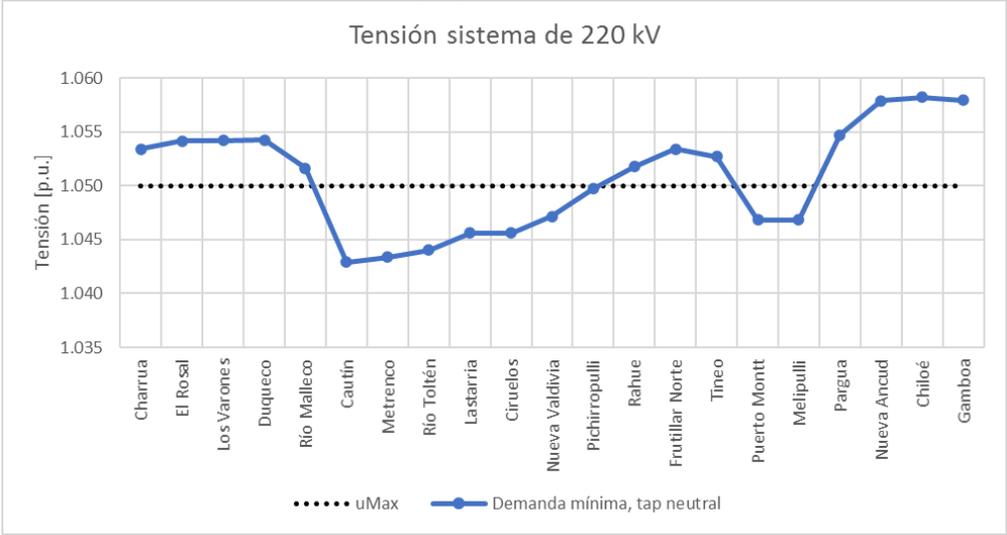
Figura 7-6: Demanda horaria coincidente en las SS/EE de la isla de Chiloé proyectada al año 2025.



Adicionalmente, es importante señalar que en la zona de análisis no existen recursos disponibles para efectos de controlar la magnitud de las tensiones dentro del rango establecido

en la normativa, lo cual se vuelve especialmente relevante al considerar que en los próximos años se pondrán en servicio líneas de transmisión importantes y que no incluyen elementos de compensación reactiva. Lo anterior se ve reflejado en la siguiente figura, la cual muestra la tensión en las barras de 220 kV al sur de la S/E Charrúa en un escenario de demanda mínima coincidente en el SEN, suponiendo que los taps de los bancos de autotransformadores 500/220 kV en la S/E Charrúa están en su posición neutral. En esta figura se observa que la tensión en las barras de 220 kV en las SS/EE Pargua, Nueva Ancud, Chiloé y Gamboa sube de manera pronunciada con respecto a la tensión en la S/E Puerto Montt, esencialmente debido a la falta de recursos de control de tensión en estas barras.

Figura 7-7: Tensión en las barras de 220 kV al sur de la S/E Charrúa, escenario demanda mínima coincidente del SEN proyectada al año 2025.



Para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de un nuevo reactor de barra de 50 MVar en la S/E Nueva Ancud.

7.2.2.2 Nuevo Equipo de Compensación Estática Reactiva en S/E Ancoa

La obra de expansión Nacional “Nuevo Equipo de Compensación Estática Reactiva en S/E Ancoa (NCER AT)”, tiene como objetivo principal garantizar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, incorporando recursos para el control de los niveles de tensión en los nodos del Sistema Nacional comprendido entre las subestaciones Ancoa y Mulchén.

De acuerdo con el análisis realizado por esta Comisión, en escenarios de demanda mínima coincidente proyectada al año 2025, la tensión en la barra de 500 kV en la S/E Ancoa supera el umbral de tensión establecido en la NTSyCS vigente.

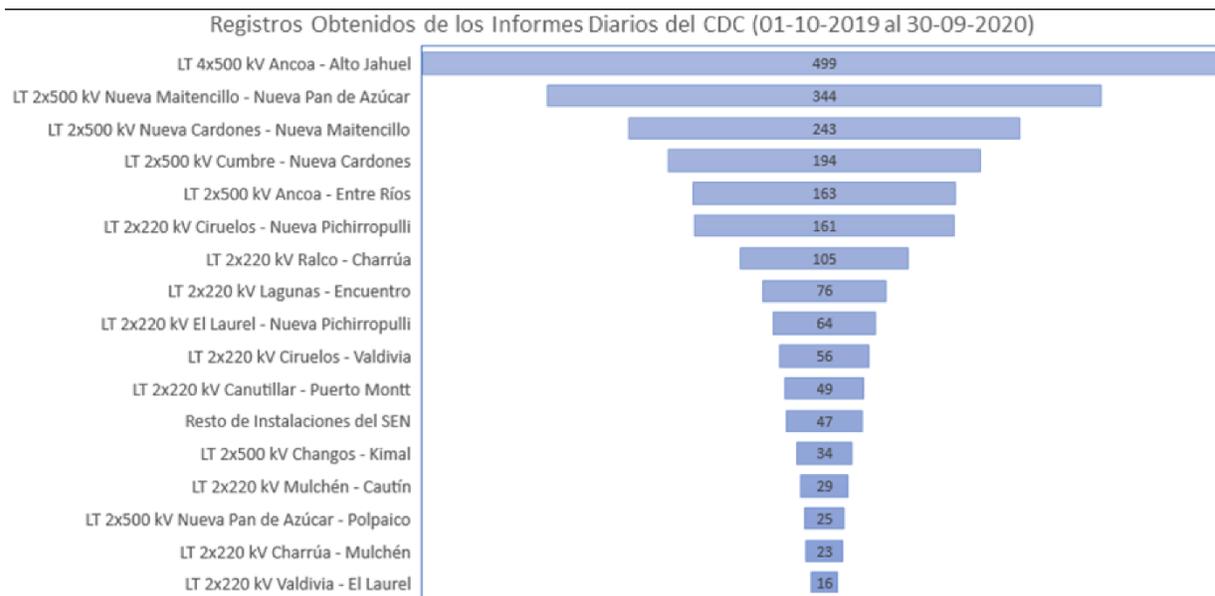
Por otra parte, si bien es cierto que existen elementos para controlar la tensión en esta barra y su entorno, manteniéndola dentro de la banda permitida por la normativa mediante el uso de los recursos de control de tensión disponibles en el sistema, lo anterior se consigue recurriendo a la operación conjunta de una serie de elementos dispuestos para estos efectos, tales como el cambio de posición de los tap en los bancos de autotransformadores 500/220 kV del sistema y la conexión y desconexión de reactores y condensadores shunt. Sin embargo, estos recursos han demostrado no ser suficientes para conseguir atenuar las sobretensiones que se presentan en el sistema, siendo necesario recurrir a la ejecución de maniobras en elementos que poseen otros fines, en particular la desconexión de circuitos de líneas de transmisión.

En este sentido, la incorporación de un equipo de compensación reactiva dinámica en alguna de las SS/EE que componen el sistema de 500 kV, permitiría prescindir de la ejecución de maniobras operacionales en elementos serie del sistema de transmisión (circuitos de línea, compensaciones serie), para efectos de controlar la tensión de las barras de 500 kV de la S/E Ancoa y aquellas ubicadas en su entorno, garantizando con ello una operación segura y con los estándares de calidad requeridos por la normativa técnica.

En particular, esta Comisión busca proveer al sistema de elementos que permitan evitar la necesidad de desconectar los circuitos de 500 kV que se conectan a la S/E Ancoa para efectos de controlar tensión, situación que, si bien se encuentra dentro de los elementos de que dispone el Coordinador para dichos efectos, su uso en forma recurrente da cuenta de la frecuencia con que se presentan condiciones de niveles de tensión elevados en el sistema, tal como se ha registrado en el último tiempo, en donde se han ejecutado más de 500 maniobras de apertura de los circuitos de 500 kV que llegan a la S/E Ancoa en el espacio de un año aproximadamente, como lo indica el “Informe Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión 2020²³”. A continuación se presenta una figura tomada del informe señalado, en donde se aprecia la dimensión del requerimiento en cuanto a la frecuencia con que se han tomado acciones de este tipo para contener las alzas de tensión.

²³ Informe DAOP N°11/2020 Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión Versión definitiva. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/12/Informe-Requerimientos-de-Mejoras-de-las-Instalaciones-de-Transmisi%C3%B3n-Versi%C3%B3n-Final-2020.pdf>

Figura 7-8: Registro de maniobras ejecutadas para regular tensión en el SI (oct-19 a sep-20).



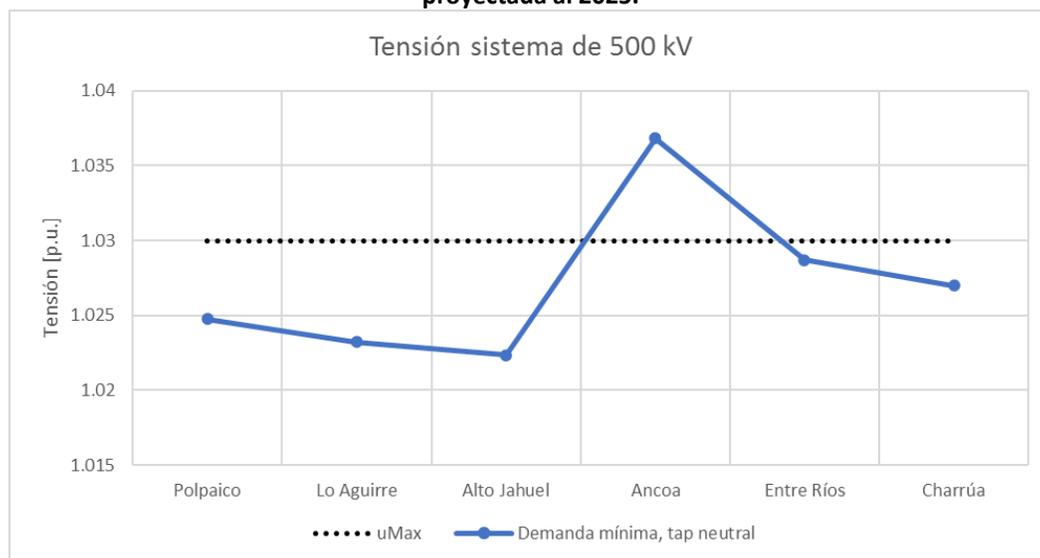
Adicionalmente, es importante indicar que la problemática expuesta debiera verse agudizada en la medida en las centrales a carbón ubicadas en la región del Bio Bio se retiren de servicio, así como por efecto de la creciente participación de centrales que presentan producción variable, especialmente aquellas de régimen diurno, lo que se traduce en niveles de utilización igualmente variable de los corredores de transmisión en 500 kV, con las consecuentes variaciones de tensión en igual régimen en dichas instalaciones.

En atención a lo anteriormente señalado, esta Comisión realizó un análisis mediante simulaciones de flujos de potencia en escenarios de demanda mínima coincidente en todo el sistema para el año 2025, con el objetivo de obtener un perfil de tensión en el sistema de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Charrúa y verificar que dichas tensiones se encuentren en la banda admitida por la NTSyCS vigente para el estado de Operación Normal. Las simulaciones se realizaron suponiendo lo siguiente:

- Los taps en los bancos de autotransformadores 500/220 kV entre las SS/EE Polpaico y Charrúa se encuentran en su posición neutral.
- Los bancos de condensadores entre las SS/EE Polpaico y Charrúa se encuentran desconectados.
- Los bancos de reactores entre las SS/EE Polpaico y Charrúa se encuentran en servicio y conectados.

En la siguiente figura se presenta el perfil de tensión del sistema de 500 kV para las condiciones descritas.

Figura 7-9: Perfil de tensión en el sistema de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Charrúa, demanda mínima SEN proyectada al 2025.



De acuerdo con los resultados presentados en la figura anterior, es posible apreciar que la tensión en las barras de 500 kV en la S/E Ancoa excede el nivel máximo establecido por la NTSyCS para barras de 500 kV, en escenarios de demanda mínima. A su vez, y tal como se muestra en la Figura 7-5, la demanda mínima del SEN corresponde a una condición que se presenta de manera regular (demanda en torno a los 8.000 MW), de modo que la presencia de sobretensiones en las barras de 500 kV en la S/E Ancoa se produciría con similar regularidad a lo largo del año, lo cual es consistente con el número de operaciones presentadas en la Figura 7-8.

Complementario al análisis anterior, y con el objetivo de dar cuenta de la probabilidad de presentar tensiones superiores a lo establecido para operación normal en la NTSyCS vigente, lo cual se produciría, en particular, como consecuencia del nivel de flujo de potencia que llega a las barras de 500 kV en la S/E Ancoa desde las SS/EE Entre Ríos y Charrúa, se determinó un valor de nivel de transferencia tal que se traduzca en la obtención de tensiones superiores a 1.03 p.u. en las barras del sistema de 500 kV.

Las simulaciones realizadas consideran que el tap de los bancos de autotransformadores 500/220 kV del sistema se encuentran en su posición neutral, todos los condensadores cercanos al sistema de 500 kV fuera de servicio y todos los reactores de barra cercanos al sistema de 500 kV en servicio.

En la siguiente tabla se presentan los resultados de tres escenarios de flujos de potencia por las líneas Charrúa – Ancoa 500 kV y Entre Ríos – Ancoa 500 kV y las tensiones resultantes en el sistema de 500 kV.

Tabla 7.14: Flujo de potencia aparente (en MVA) por líneas del sistema de 500 kV para los tres escenarios simulados.

Línea	Circuito	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
Polpaico - Lo Aguirre 500 kV	C1	518.9	566.8	675.2
Polpaico - Lo Aguirre 500 kV	C2	518.9	566.8	675.2
Lo Aguirre - Alto Jahuel 500 kV	C1	599.0	665.8	816.5
Lo Aguirre - Alto Jahuel 500 kV	C2	599.0	665.8	816.5
Ancoa - Alto Jahuel L1 500 kV	C1	347.2	377.8	448.3
Ancoa - Alto Jahuel L2 500 kV	C1	488.2	532.3	633.5
Ancoa - Alto Jahuel L3 500 kV	C1	485.8	527.2	622.7
Ancoa - Alto Jahuel L4 500 kV	C1	485.9	527.3	622.8
Entre Ríos - Ancoa 500 kV	C1	371.5	431.4	570.1
Entre Ríos - Ancoa 500 kV	C2	367.2	427.3	565.8
Charrúa - Ancoa 500 kV	C1	374.9	428.4	555.1
Flujo al sur de Ancoa 500 kV	-	1113.6	1287.2	1691.0

Tabla 7.15: Tensión en barras del sistema de 500 kV para los tres escenarios simulados (valores en pu).

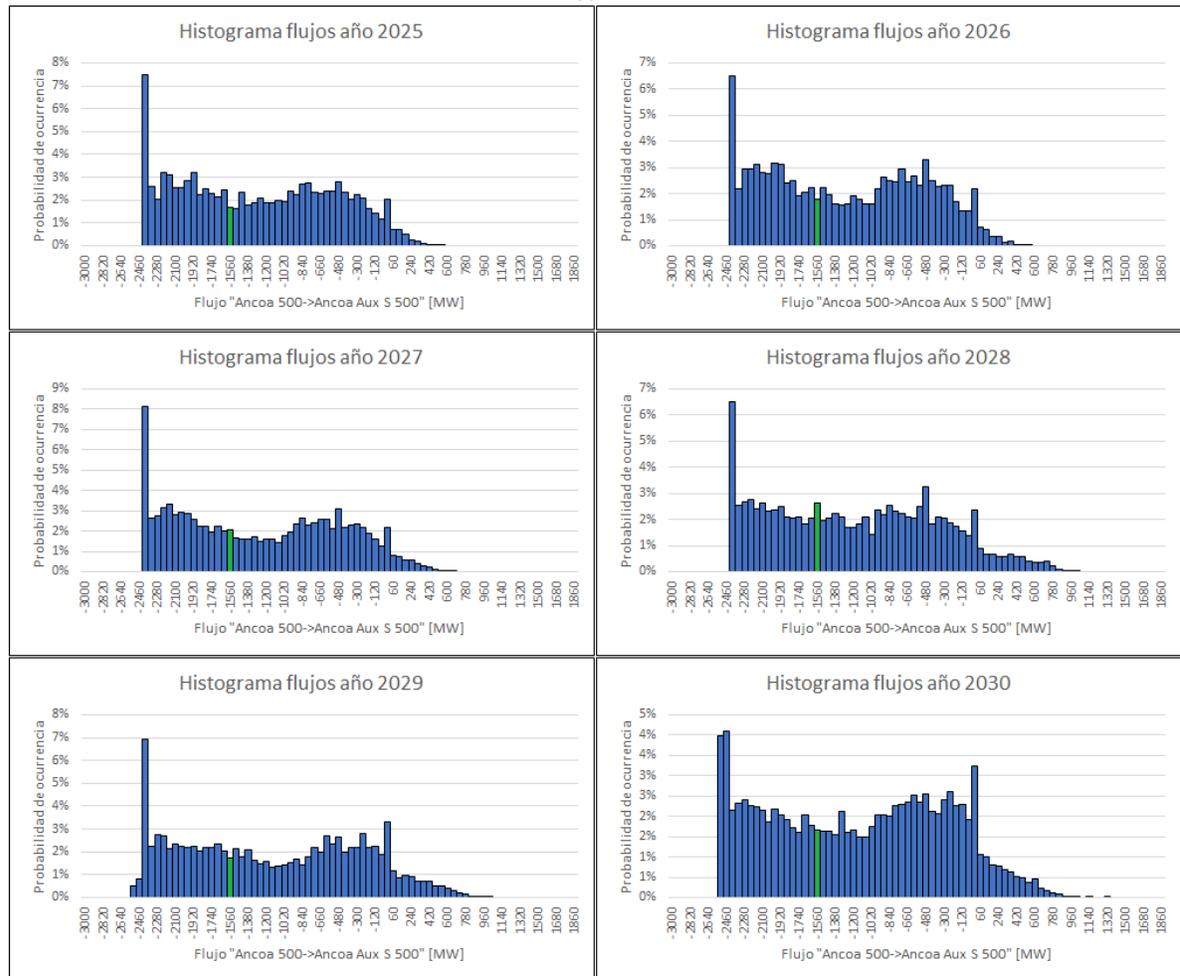
Barra	Tensión nominal [kV]	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
Polpaico	500	1.0397	1.0368	1.0273
Lo Aguirre	500	1.0390	1.0358	1.0256
Alto Jahuel	500	1.0394	1.0359	1.0244
Ancoa	500	1.0540	1.0505	1.0386

De acuerdo con los resultados obtenidos, es posible establecer, de manera conservadora, que para flujos totales menores o iguales a 1.600 MVA por las líneas Charrúa – Ancoa 500 kV y Entre Ríos – Ancoa 500 kV se presentarían tensiones fuera de la banda admitida en la NTSyCS, para una o más barras del sistema de 500 kV.

Posteriormente, se ubicó dicho valor de transferencia de potencia con el histograma de flujos de potencia obtenido a partir de las simulaciones del programa OSE2000, y con ello estimar la probabilidad de que existan sobretensiones en las barras del sistema de 500 kV de la zona de interés.

De esta forma, en el siguiente gráfico se presentan los histogramas de flujo de potencia total para las líneas Charrúa – Ancoa 500 kV y Entre Ríos – Ancoa 500 kV. Estos histogramas se obtuvieron a partir de las simulaciones OSE 2000. En estos gráficos se señala en color verde el flujo de potencia de corte seleccionado para calcular la probabilidad (1560 MW). Cabe notar que los valores negativos, en el eje de las abscisas, representa que el flujo va desde las SS/EE Charrúa y Entre Ríos hacia la S/E Ancoa, mientras que los valores positivos representan el sentido contrario.

Figura 7-10: Histograma de flujo de potencia total por las líneas de 500 kV que llegan a la S/E Ancoa desde el sur.



De acuerdo con los histogramas presentados, la probabilidad anual de tener flujos de potencia menores o iguales a 1.600 MW en las líneas de interés para este análisis es de al menos un 58%, tal como se presenta en la siguiente tabla.

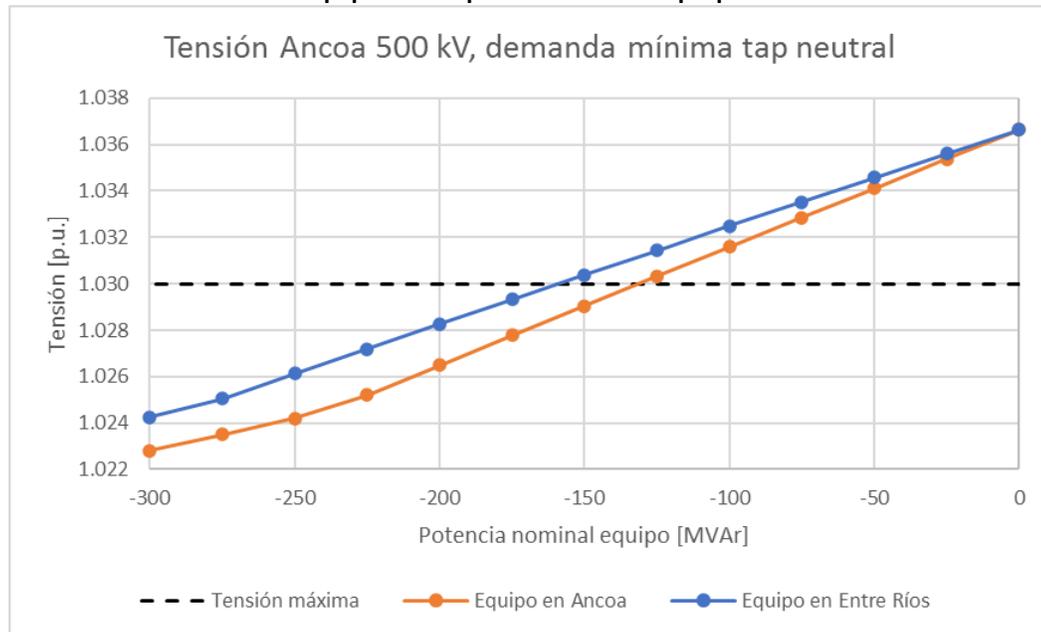
Tabla 7.16: Probabilidad estimada de tener sobretensiones en una o más barras del sistema de 500 kV.

Año	Probabilidad
2025	58.86%
2026	59.41%
2027	58.19%
2028	63.23%
2029	62.02%
2030	63.31%

En consecuencia, los análisis presentados dan cuenta de la necesidad de contar con un equipo de compensación reactiva en el sistema de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Ancoa.

Finalmente, para efectos de definir el punto óptimo para la conexión del equipo y la potencia nominal de éste, esta Comisión consideró dos posibles ubicaciones para el equipo de compensación de reactivos (Ancoa y Entre Ríos), y obtuvo la tensión en las barras de 500 kV en la S/E Ancoa para diferentes potencias nominales entre 25 MVAR y 300 MVAR del equipo mencionado. La curva de tensión en función de la potencia reactiva consumida por el equipo se presenta en la siguiente figura.

Figura 7-11: Tensión en las barras de 500 kV en la S/E Ancoa para diferentes ubicaciones y potencia nominal del equipo de compensación reactiva propuesto.



En base a los resultados obtenidos, es posible concluir que:

- El equipo de compensación reactiva debe tener una potencia nominal mínima de 150 MVAR, en caso de estar ubicado en la S/E Ancoa, o una potencia nominal mínima de 175 MVAR en caso de estar ubicado en la S/E Entre Ríos.
- En general, para tener una controlabilidad comparable en la tensión de las barras de 500 kV en la S/E Ancoa, un equipo instalado en la S/E Entre Ríos tendría que tener una potencia nominal alrededor de 50 MVAR superior a la de uno instalado en la S/E Ancoa.

De acuerdo con los resultados presentados, un equipo de compensación estática reactiva de, al menos, ± 175 MVAR, ubicado en alguna de estas subestaciones, entrega los recursos suficientes para mantener la tensión en las barras de 500 kV en la S/E Ancoa (y su entorno) dentro de los niveles indicados en el Artículo 5-19 de la NTSyCS, incluso en escenarios de demanda mínima, garantizando con ello una operación segura del sistema, sin la necesidad de recurrir a maniobras de apertura de circuitos de líneas de transmisión para estos efectos.

No obstante, y con el propósito de contar con holguras frente eventualidades como posibles indisponibilidades de otros equipos de compensación en la zona, se define un tamaño superior al mínimo definido mediante las simulaciones. Asimismo, a efectos de entregar el mayor aporte posible al sistema en términos de control de los niveles de tensión, se define que el equipo debe instalarse en la S/E Ancoa, por ser el punto del sistema de transmisión que presenta los mayores



niveles de tensión y la mayor efectividad en cuanto al uso de los recursos de control de tensión, tal como se describió previamente.

Dado lo anterior, y para efectos de dar solución a la problemática presentada, esta Comisión propone la instalación de un nuevo equipo de compensación estática reactiva de ± 200 MVAR conectado en 500 kV en la S/E Ancoa.

7.3 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 a lo indicado en el numeral 6.4.2 del presente informe.

Tabla 7.17: Proyectos de expansión de transmisión zonal por suficiencia

N°	Proyecto	Sistema
1	Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)	Zona B
2	Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca	Zonal B
3	Aumento de capacidad línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	Zonal B
4	Ampliación S/E Chicureo (NTR ATMT)	Zonal D
5	Ampliación en S/E Santa Raquel (NTR ATMT)	Zonal D
6	Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo	Zonal D
7	Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	Zonal D
8	Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II	Zonal E
9	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	Zonal E
10	Aumento de la capacidad de línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas	Zonal E
11	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)	Zonal E
12	Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	Zonal E
13	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)	Zonal E
14	Ampliación en S/E Las Cabras (RTR ATMT)	Zonal E
15	Nueva S/E Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu - Linares	Zonal E
16	Ampliación en S/E Monterrico (NTR ATMT)	Zonal E
17	Nueva S/E Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista - Rauquén	Zonal E
18	Nueva S/E Coiquén y Nueva línea 1x66 kV Coiquén - Hualte	Zonal E
19	Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	Zonal E
20	Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT)	Zonal E
21	Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT)	Zonal E
22	Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	Zonal E
23	Aumento de la capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche, Tramo Punta de Cortés - Puente Alta	Zonal E
24	Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	Zonal E
25	Nueva S/E Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Toitihue - Rosario	Zonal E
26	Nueva S/E Seccionadora Buli	Zonal E
27	Ampliación en S/E Los Lagos (NTR ATMT)	Zonal F
28	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	Zonal F

SISTEMA ZONAL B

7.3.1 APOYO AL ABASTECIMIENTO DE OVALLE

El proyecto “Apoyo al abastecimiento de Ovalle” está compuesto de las siguientes obras de expansión:

- Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT); Nuevo Patio 220 kV (IM); y Nuevo Transformador (ATAT)
- Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca
- Aumento de capacidad línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle

El conjunto de estas obras de expansión tiene como objetivo brindar un punto de suministro alternativo a la S/E Ovalle, de modo de abastecer la demanda asociada a esta subestación y a las que se alimentan a través de ella de forma radial, cumpliendo el criterio de suficiencia hasta, al menos, el año 2039.

Actualmente, las SS/EE Ovalle, Punitaqui y Monte Patria son abastecidas radialmente a través de la línea 2x110 kV El Peñón – Ovalle. Lo anterior, debido a que la línea 1x110 kV Ovalle – Illapel, opera en condición normalmente abierta en Illapel, al igual que la línea 1x66 kV Ovalle – Illapel, la que opera abierta en la S/E Combarbalá. Por lo tanto, la demanda de Punitaqui, se alimenta a través de la S/E Ovalle.

De acuerdo con las simulaciones realizadas por esta Comisión, y a la proyección de demanda considerada, las líneas 2x110 kV El Peñón – La Ruca y La Ruca - Ovalle, presentan flujos sobre el 90% de su capacidad al año 2027. Asimismo, la línea 2x110 kV Pan de Azúcar – El Peñón, mantiene flujos cercanos al 80% al mismo año, y por lo tanto deberían ser ampliadas en el corto plazo. La cargabilidad máxima de las líneas señaladas se presenta durante los meses de verano, con temperatura ambiente alrededor de 35°C.

Por otro lado, como parte de los antecedentes recibidos con motivo de la convocatoria a presentación de proyectos de expansión para el presente proceso de planificación, se encuentran los relativos a la construcción de una nueva minera en la zona, la cual se abastecería desde la línea 1x110 kV Ovalle – Illapel, con una demanda de alrededor de 25 MW. Este antecedente fue considerado, en particular, para el dimensionamiento en el largo plazo de la solución propuesta, pero no para definir el requerimiento de la obra de expansión, ya que dicha definición se justifica por el nivel de demanda actual y los crecimientos vegetativos de la zona.

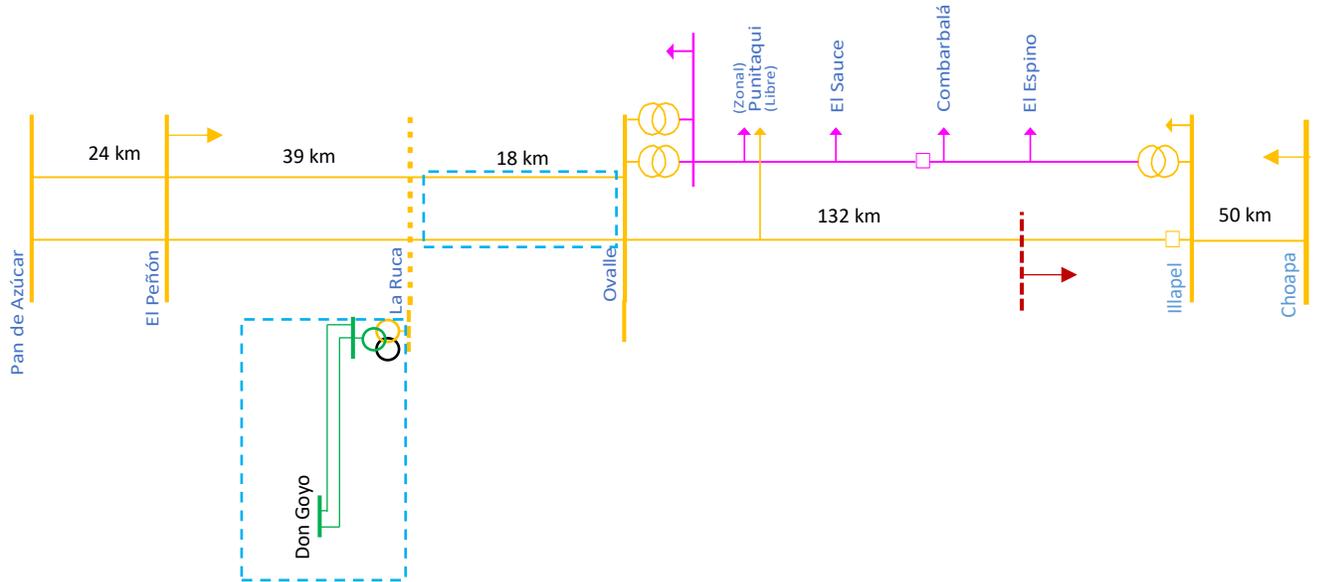
Por lo tanto, para efectos de abastecer la demanda de la zona de Ovalle y alrededores, esta Comisión propone la construcción de una línea 2x220 kV, con una capacidad de transmisión de al menos 170 MVA a 35°C con Sol, entre la S/E Don Goyo y S/E La Ruca.

Adicionalmente, la barra de 220 kV de S/E La Ruca deberá considerar, al menos, 3 posiciones que permitan la conexión de la Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca y el nuevo equipo de transformación 220/110 kV de 150 MVA. El proyecto además contempla el cambio de conductor de la línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle, por un conductor de una capacidad de al menos 150 MVA por circuito a 35° con sol.

Finalmente, la propuesta considera la ampliación de S/E Don Goyo en al menos dos posiciones, para permitir la conexión de la nueva línea de transmisión.

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

Figura 7-12: Unilineal proyecto abastecimiento Ovalle.



Cabe señalar que se consideraron distintas alternativas para llegar, finalmente, a la solución propuesta, siendo esta la que mejor se ajusta a los requerimientos en el largo plazo para el abastecimiento de la demanda de la zona, así como a los demás objetivos que persigue el proceso de planificación de la transmisión, en particular la minimización de los riesgos de abastecimiento de la demanda frente a eventualidades.

En cuanto a las alternativas descartadas, en primer lugar, se revisó la solución operacional consistente en cerrar la línea 1x110 kV Ovalle – Illapel, sin embargo, la distribución de flujos no permite disminuir la cargabilidad de la línea en el tramo El Peñón – Ovalle. Además de lo anterior, en el caso en que la demanda aumente, por ejemplo, debido a la futura instalación de minería en la zona, la línea 1x110 kV Choapa – Illapel también presentaría sobrecargas.

A continuación, la primera alternativa de proyecto que se analizó fue la ampliación de capacidad de las líneas 2x110 kV El Peñón – La Ruca y La Ruca – Ovalle (67 km), tramos que sobrepasan el 90% de capacidad al año de análisis. Sin embargo, debido a que la línea 2x110 kV Pan de Azúcar – Ovalle también presenta altos niveles de cargabilidad, en los años siguientes también sería necesaria una ampliación de la capacidad de dicho tramo, resultando en una obra de cambio de conductor de casi 100 km de línea, más los posibles cambios de estructuras que resulten del análisis de ingeniería básica del proyecto, redundando en un proyecto costoso y de limitado aporte a la suficiencia y seguridad de la zona, por lo que también fue descartado.

La segunda alternativa de proyecto considerada consistió en abastecer a la ciudad de Ovalle mediante un nuevo punto de inyección, siendo la S/E Don Goyo el punto seleccionado por encontrarse ubicada a una latitud similar a dicha localidad. Sin embargo, al estudiar el área de la S/E Ovalle, se constató que dicha subestación no contaba con espacio suficiente para las

ampliaciones que se debían realizar para la llegada de la nueva línea, no siendo factible su ampliación, debido a su emplazamiento al interior de la ciudad.

Figura 7-13: Emplazamiento S/E Ovalle.



Luego se analizó la posibilidad de llegar a una nueva subestación en las inmediaciones de Ovalle, por el norte, tal que seccione la línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle, y considere el repotenciamiento de la línea entre esta nueva subestación y la S/E Ovalle. Sin embargo, al comparar el proyecto de construir una nueva subestación versus la alternativa de llegar a la S/E La Ruca, y el repotenciamiento entre La Ruca y Ovalle, se determinó que la menor inversión correspondía a esta segunda alternativa.

Respecto del nivel de tensión definido para la nueva línea entre Don Goyo y La Ruca, se tuvo en cuenta que la S/E Don Goyo no cuenta con espacio para un patio en 110 kV y un transformador 220/110 kV, pero sí sería posible ampliar la barra 220 kV existente para proveer los dos paños de línea necesarios para este proyecto. Por otro lado, la S/E La Ruca cuenta con espacio suficiente para recibir la llegada de la nueva línea en un nuevo patio 220 kV, e instalar ahí un nuevo transformador 220/110 kV. Por otro lado, al incorporar al análisis consideraciones de tipo ambiental y de uso del territorio, se estimó conveniente realizar una intervención que permita una solución robusta y adecuada para los requerimientos futuros de la demanda de la zona.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Apoyo al abastecimiento de Ovalle” en el presente proceso de expansión.

SISTEMA ZONAL D

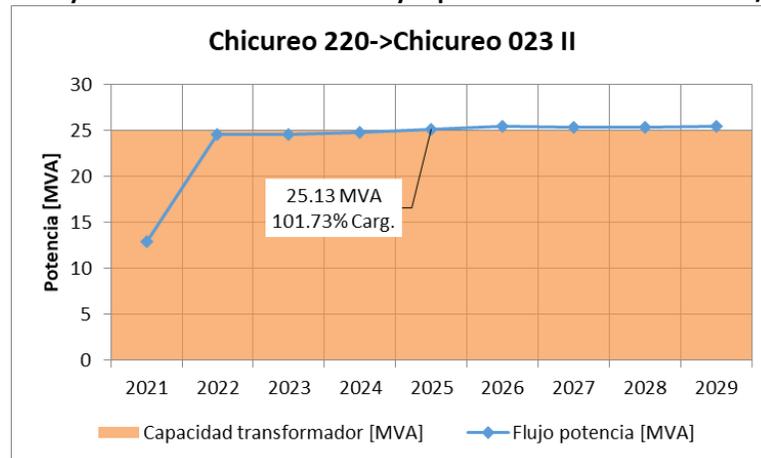
7.3.2 AMPLIACIÓN EN S/E CHICUREO (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar, a través del sistema de distribución, las unidades de transformación de la S/E Batuco, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Cabe señalar que la proyección de demanda considerando los traspasos de demanda desde S/E Batuco hacia S/E Chicureo y las factibilidades de clientes previstos de conectar, provocaría que uno de los tramos de transformación de S/E Chicureo supere el 100% de su cargabilidad al año 2025.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 220/23 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Chicureo.

Figura 7-14: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Chicureo.



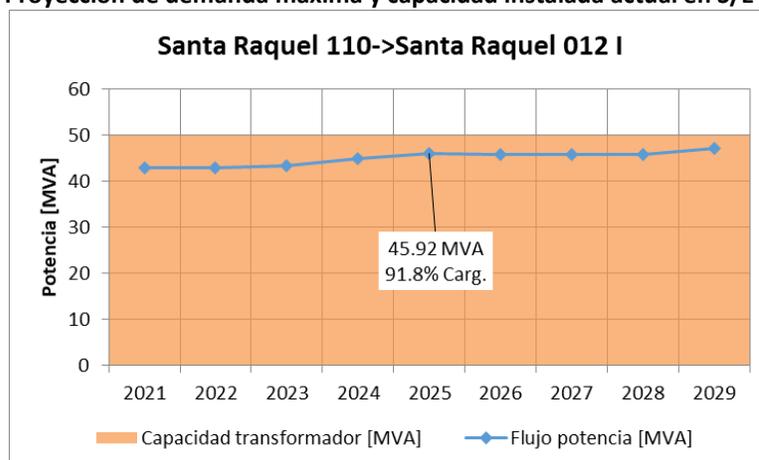
7.3.3 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA RAQUEL (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Santa Raquel (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Santa Raquel durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Santa Raquel muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 220/12,5 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en S/E Santa Raquel.

Figura 7-15: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Santa Raquel.



SISTEMA ZONAL E

7.3.4 APOYO ABASTECIMIENTO DE LA CIUDAD DE CHILLÁN

El apoyo del abastecimiento de la ciudad de Chillán está compuesto de las siguientes obras de expansión:

- Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado.
- Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo
- Ampliación en S/E Santa Elisa 66 kV (NBP+BT), Nuevo Transformador (ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira
- Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II

El conjunto de estas obras de expansión tiene como objetivo brindar un punto de suministro alternativo a las subestaciones Santa Elvira y Santa Elisa, de modo de abastecer la demanda asociada a esas SS/EE cumpliendo el criterio de suficiencia hasta, al menos, el año 2039.

Actualmente, las SS/EE Santa Elvira y Santa Elisa son abastecidas radialmente a través de las siguientes líneas:

- 1x66 kV Tap El Nevado – Santa Elvira
- 1x33 kV Quilmo – Tap Lajuelas
- 1x33 kV Tap Lajuelas – Santa Elisa

De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, la cargabilidad máxima de estas líneas, proyectada al año 2027, superaría el 90%. Cabe tener presente que la cargabilidad máxima se produce en meses de verano, y por lo tanto la temperatura ambiente considerada fue de 35°C.

Adicionalmente, en la actualidad el abastecimiento de las demandas de la S/E Santa Elvira depende en gran medida de la operación de la central Nueva Aldea. Dado lo anterior, los análisis de cargabilidad máxima para la línea 1x66 kV Tap El Nevado – Santa Elvira fue calculada suponiendo que la central Nueva Aldea se encuentra fuera de servicio, lo que es consistente con la metodología aplicada en los análisis de suficiencia.

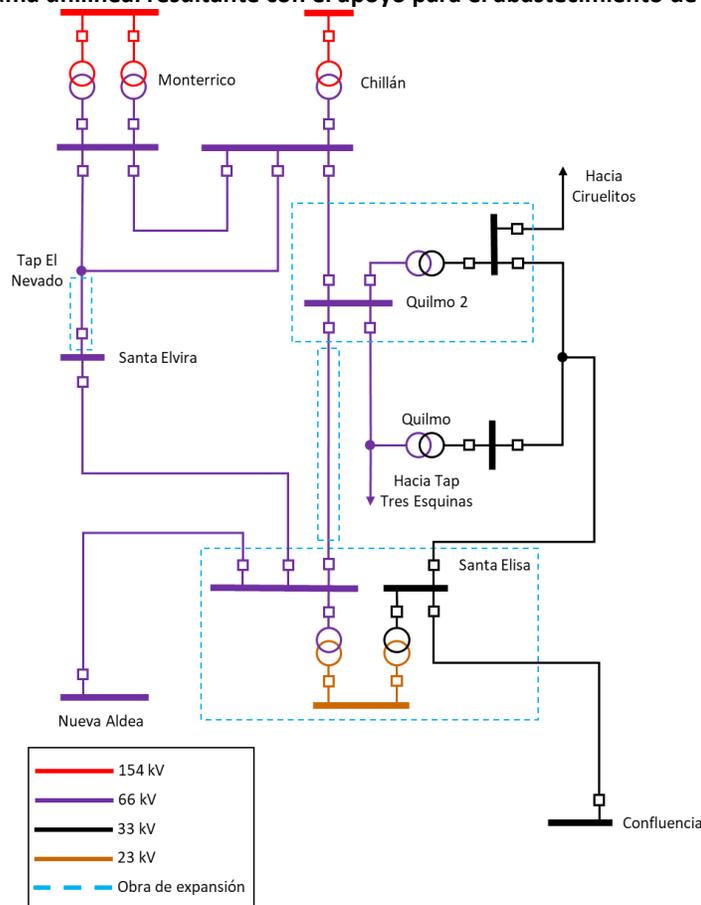
Por su parte, la nueva línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II y la ampliación en la S/E Santa Elisa, consistente en un nuevo transformador 66/23 kV de 20 MVA y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira, permiten brindar un punto de suministro alternativo a la demanda actualmente suministrada por la S/E Santa Elisa, y así disminuir cargabilidad proyectada en las líneas 1x33 kV Quilmo – Tap Lajuelas y 1x33 kV Tap Lajuelas – Santa Elisa.

Por otro lado, el cambio de conductor en el tramo 1x66 kV Tap El Nevado – Santa Elvira por un conductor que permita transferir al menos 90 MVA a 35°C con Sol, tal que permita transportar al menos los niveles de potencia proyectados para dicho tramo.

En este sentido, debido a que la S/E Santa Elvira actualmente no cuenta con una línea de suministro alternativa que permita la desconexión de la línea 1x66 kV Tap El Nevado – Santa Elvira, se propone la obra “Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II”, la cual tiene el doble objetivo de facilitar²⁴ el desarrollo del cambio de conductor de la línea 1x66 kV Tap El Nevado – Santa Elvira, así como ofrecer un punto de suministro alternativo a la S/E Santa Elvira, aumentando así la seguridad al suministro eléctrico de la ciudad de Chillán.

El diagrama unilíneal de las obras propuestas se presenta a continuación.

Figura 7-16: Diagrama unilíneal resultante con el apoyo para el abastecimiento de la ciudad de Chillán



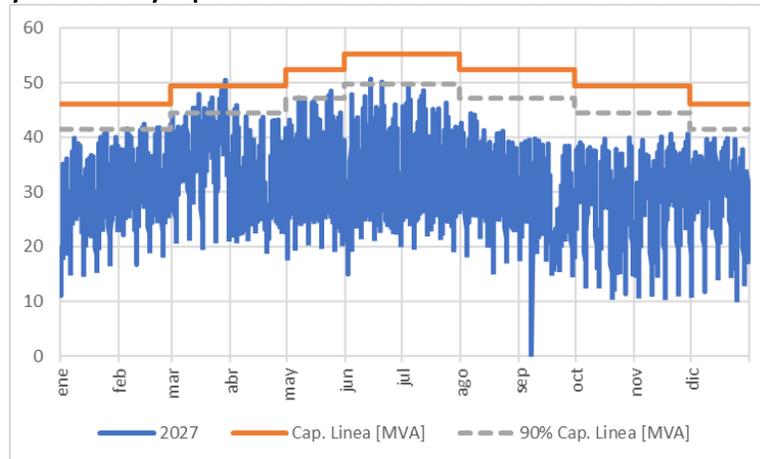
²⁴ Esto considera no solo un desarrollo más simple y, por tanto, menos costos de la obra, sino también acotar lo máximo posible el riesgo de su materialización.

7.3.5 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CORONEL – ARENAS BLANCAS

La obra de expansión zonal denominada “Aumento de la capacidad de línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas” tiene como objetivo permitir el suministro de la demanda en las SS/EE Arenas Blancas, Puchoco, Tap Polpaico y Escuadrón, cumpliendo con el criterio de suficiencia durante todo el horizonte de análisis.

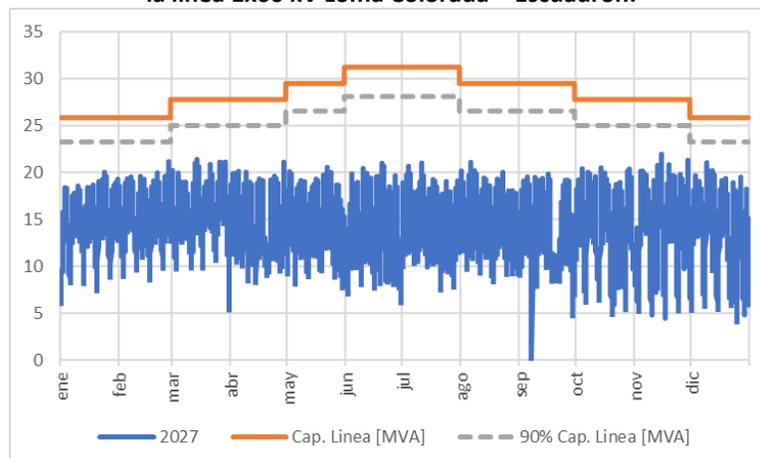
La línea de transmisión 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas posee actualmente un conductor de cobre 1/0 AWG que permite alcanzar una capacidad térmica de 46 MVA a 35°C con Sol. De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2027 no sería posible asegurar el cumplimiento del criterio de suficiencia en el abastecimiento de la demanda en estas subestaciones a través de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas, tal como se presenta en el siguiente gráfico:

Figura 7-17: Demanda horaria coincidente proyectada al año 2025 en las SS/EE Arenas Blancas, Puchoco, Tap Polpaico y Escuadrón y capacidad térmica de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.



Si bien la demanda en la S/E Escuadrón podría ser abastecida mediante la línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón, el utilizar esa línea resultaría en una cargabilidad proyectada al año 2027 cercana al 90%, y por lo tanto no sería una solución permanente al suministro de la demanda en la S/E Escuadrón:

Figura 7-18: Demanda horaria coincidente proyectada al año 2027 en la S/E Escuadrón y capacidad térmica de la línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón.



De acuerdo con lo anterior, se recomienda el refuerzo de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas. El proyecto considera el reemplazo del conductor de cobre 1/0 AWG de esta línea por un conductor que permita alcanzar una capacidad de transmisión de al menos 90 MVA a 35°C con Sol.

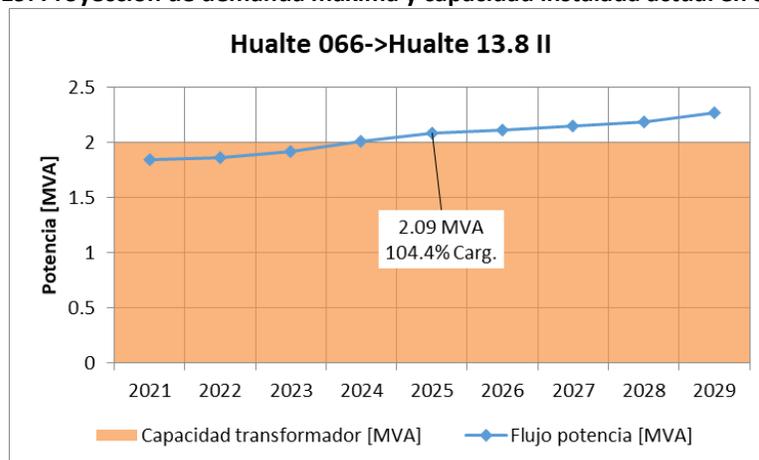
7.3.6 AMPLIACIÓN EN S/E HUALTE (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Hualte durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Hualte muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en todos sus tramos de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/13,8 kV de, a lo menos, 10 MVA de capacidad en S/E Hualte.

Figura 7-19: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Hualte.



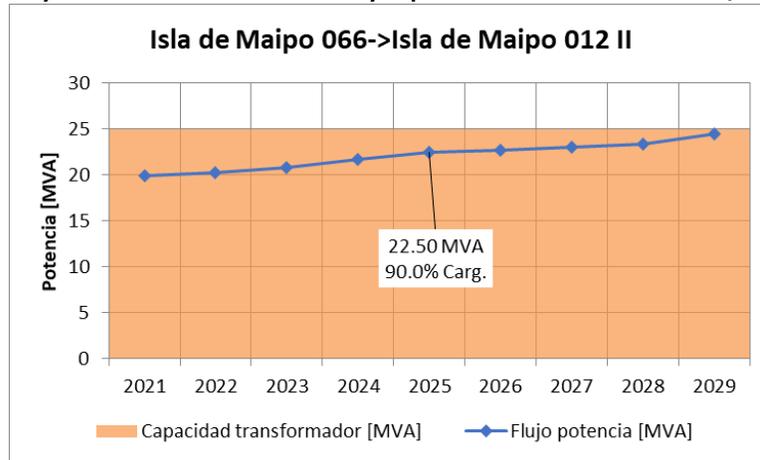
7.3.7 AMPLIACIÓN EN S/E ISLA DE MAIPO (RTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Isla de Maipo durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Isla de Maipo muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone el reemplazo de la unidad 66/12,5 kV de 11,2 MVA por una nueva unidad de transformación de 66/12 kV de, a lo menos, 30 MVA de capacidad en S/E Isla de Maipo.

Figura 7-20: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Isla de Maipo.



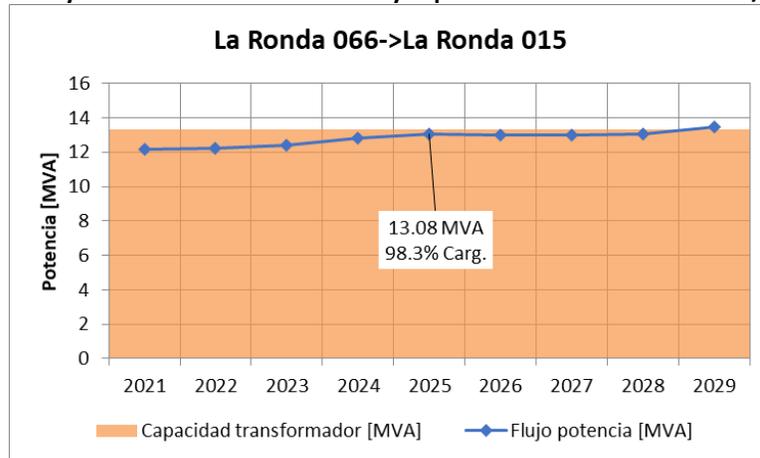
7.3.8 AMPLIACIÓN EN S/E LA RONDA (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E La Ronda durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E La Ronda muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/15 kV de, a lo menos, 20 MVA de capacidad en S/E La Ronda.

Figura 7-21: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E La Ronda.



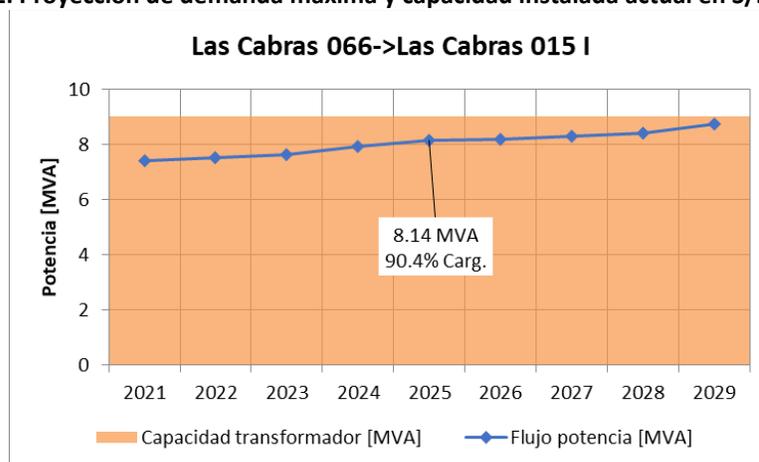
7.3.9 AMPLIACIÓN EN S/E LAS CABRAS (RTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Las Cabras durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Las Cabras muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/15 kV de, a lo menos, 25 MVA de capacidad en S/E Las Cabras.

Figura 7-22: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Las Cabras.

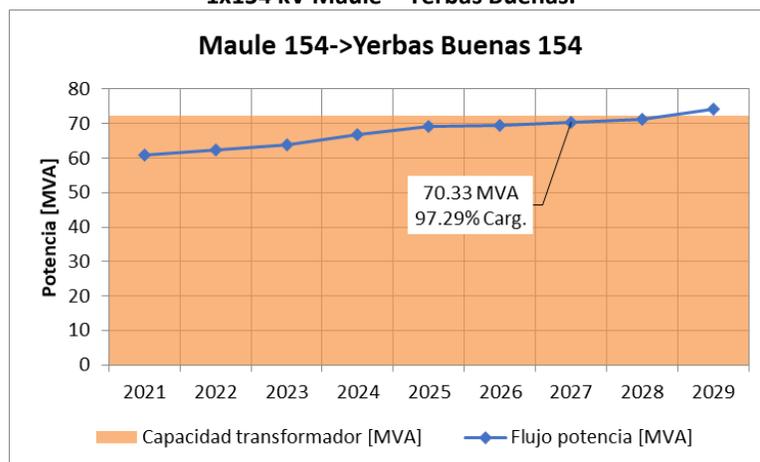


7.3.10 NUEVA S/E LLEPU Y NUEVA LÍNEA 2X154 KV LLEPU – LINARES

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a las SS/EE Yervas Buenas, Linares Norte, Villa Alegre, Chacahuín y Panimávida cumpliendo los criterios de suficiencia y seguridad durante todo el horizonte de análisis.

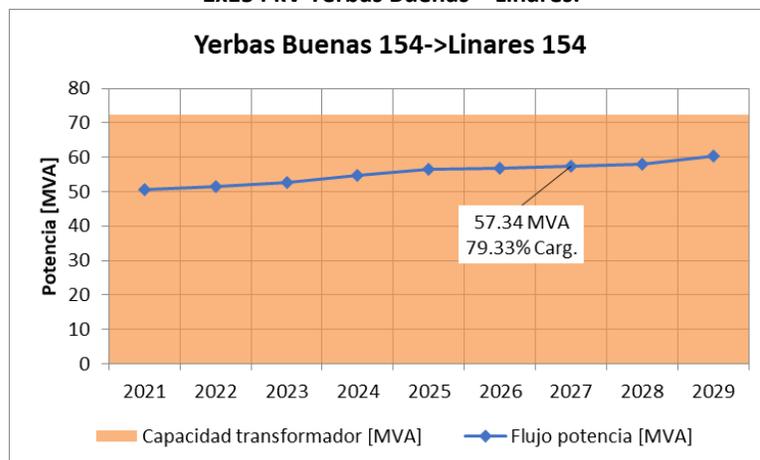
Actualmente la demanda en las subestaciones mencionadas se encuentra abastecida por la línea 1x154 kV Maule – Yervas Buenas. De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2027 se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en esta instalación, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

Figura 7-23: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x154 kV Maule – Yervas Buenas.



Adicionalmente, de acuerdo con la demanda proyectada por esta Comisión, la cargabilidad de la línea 1x154 kV Yervas Buenas – Linares sería aproximadamente 80% a partir del año 2027, y por lo tanto se estima que se perdería el criterio de suficiencia en el corto plazo. Lo anterior implica que la alternativa al proyecto propuesto, que podría ser el aumento de capacidad de transmisión del tramo 1x154 kV Maule – Yervas Buenas, tendría que ser complementado mediante otra obra en el corto plazo, la cual tendría que estar orientada a disminuir la cargabilidad en el tramo 1x154 kV Yervas Buenas – Linares.

Figura 7-24: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x154 kV Yervas Buenas – Linares.

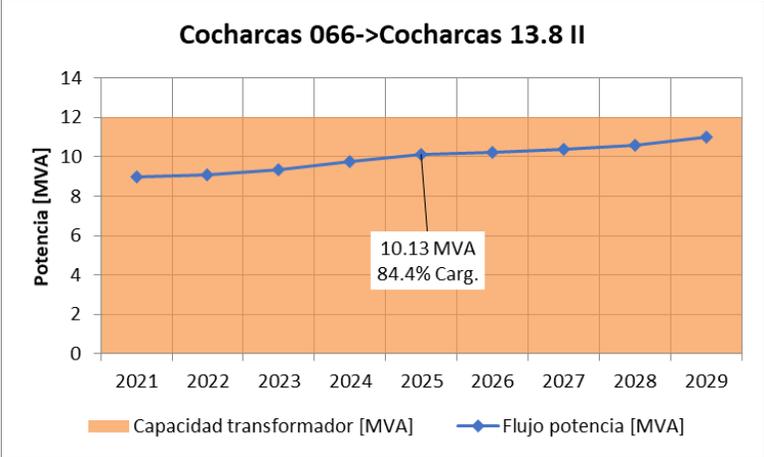


De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone ejecutar el seccionamiento de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, lo que se llevaría a cabo mediante la construcción de la Nueva S/E Llepu, la que incluiría un banco de autotransformadores 220/154 kV de 300 MVA de capacidad, además de la construcción de la nueva línea 2x154 kV Llepu - Linares, con una capacidad de transmisión mínima de 197 MVA a 35°C con Sol.

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



Figura 7-26: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Cocharcas.



7.3.12 NUEVA S/E SECCIONADORA BUENAVISTA

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Seccionadora Buenavista” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a las SS/EE Curicó y Rauquén cumpliendo el criterio de suficiencia durante todo el horizonte de análisis.

Actualmente la demanda en las subestaciones mencionadas se encuentra abastecida por los tramos de línea 1x66 kV Teno – Rauquén y 1x66 kV Rauquén - Curicó. De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2027 se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en la línea 1x66 kV Teno – Rauquén, y de aproximadamente 87% en la línea 1x66 kV Rauquén - Curicó, tal como se presenta en los siguientes gráficos.

Figura 7-27: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x66 kV Teno - Rauquén.

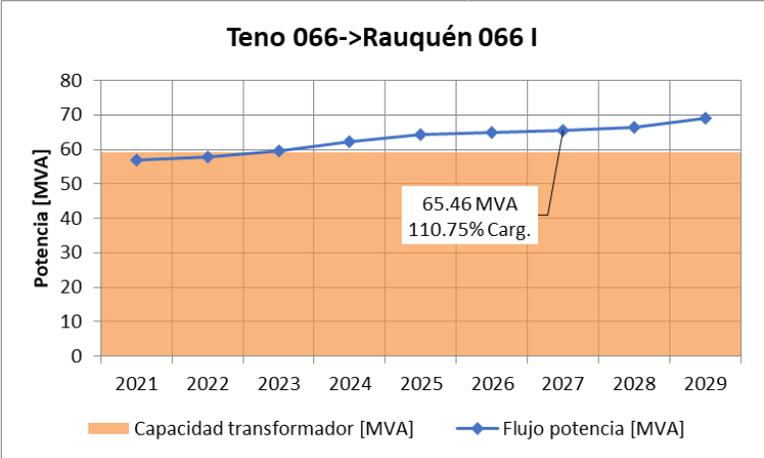
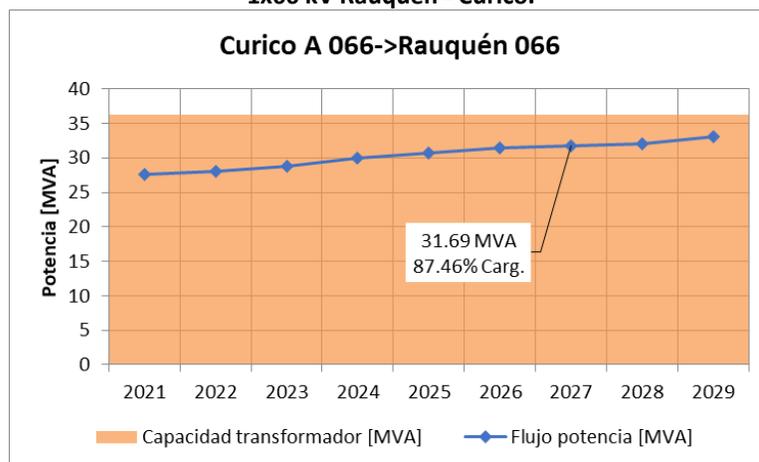


Figura 7-28: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x66 kV Rauquén - Curicó.

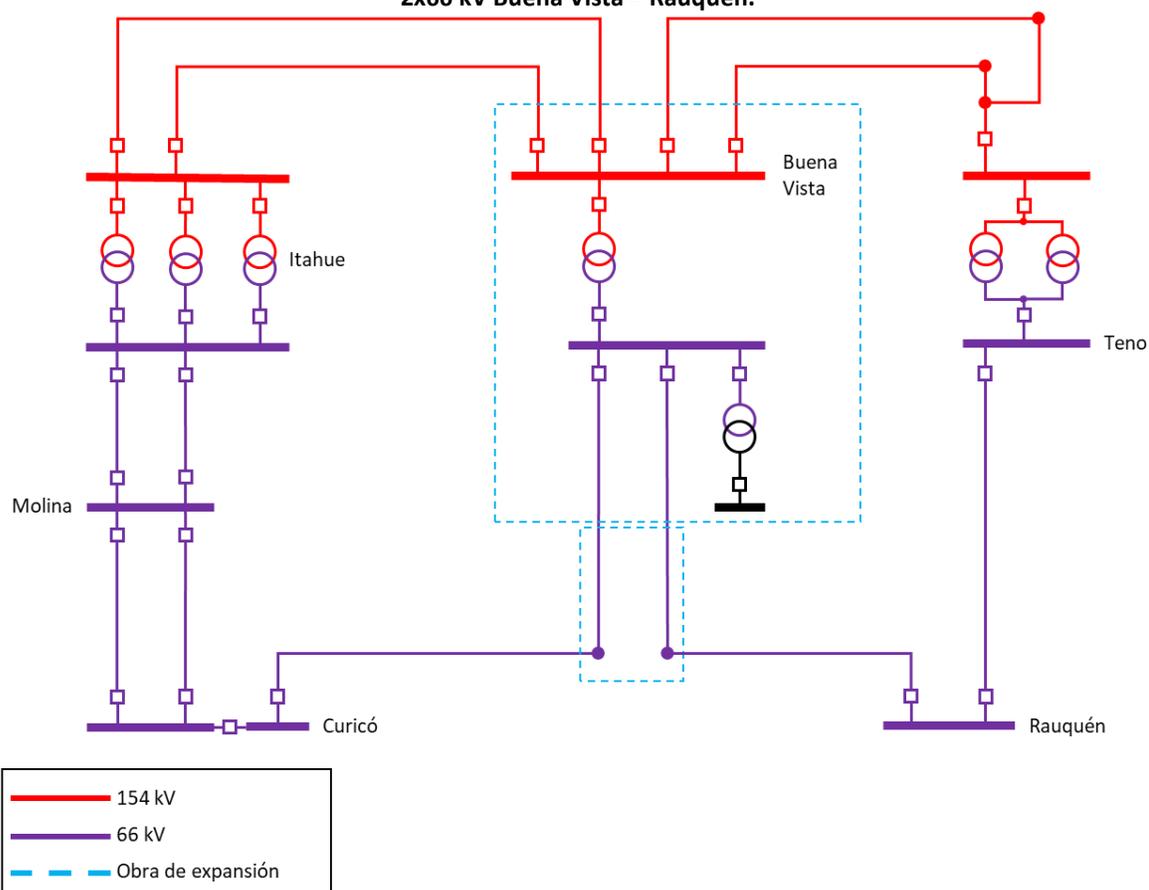


Para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone ejecutar el seccionamiento del tramo de línea 2x154 kV Itahue – Tap Off Teno, en la S/E Rauquén, y del tramo de línea 1x66 kV Rauquén - Curicó, en la Nueva S/E Bellavista, la que incluiría un transformador trifásico 154/66 kV de 75 MVA de capacidad y un transformador trifásico 66/15 kV 30 MVA.

El transformador trifásico 66/15 kV, 30 MVA en la S/E Buena Vista tiene por objetivo tomar alimentadores de distribución desde la S/E Curicó, de manera de disminuir la cargabilidad de la línea 1x66 kV Rauquén – Curicó, así como la cargabilidad de los transformadores trifásicos 66/15 kV en la S/E Curicó.

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

Figura 7-29: Diagrama unilineal representativo de la obra de expansión nueva S/E Buena Vista y nueva línea 2x66 kV Buena Vista – Rauquén.

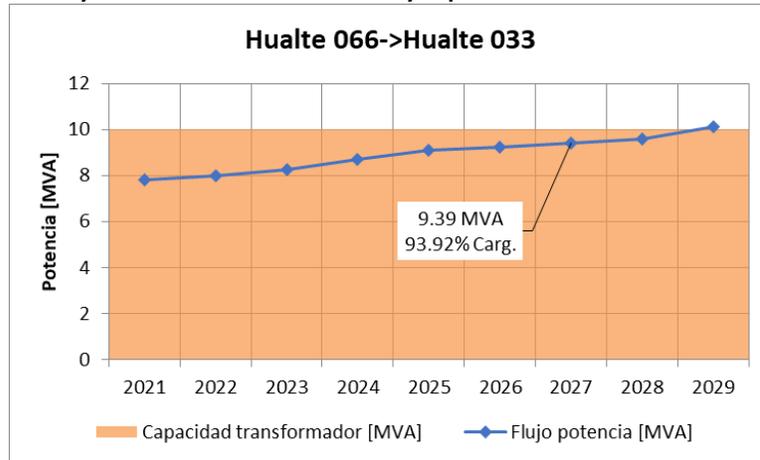


7.3.13 NUEVA S/E COIQUÉN Y NUEVA LÍNEA 1X66 KV COIQUÉN – HUALTE

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 kV Coiquén – Hualte” tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Quirihue cumpliendo los criterios de suficiencia y seguridad durante todo el horizonte de análisis.

Actualmente, la demanda de S/E Quirihue se encuentra abastecida desde la S/E Hualte 66/33 kV, por medio de la línea de transmisión 1x33 kV Hualte – Quirihue. De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2027 se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en la unidad de transformación 66/33 kV de 10 MVA en S/E Hualte, tal como se presenta en el siguiente gráfico:

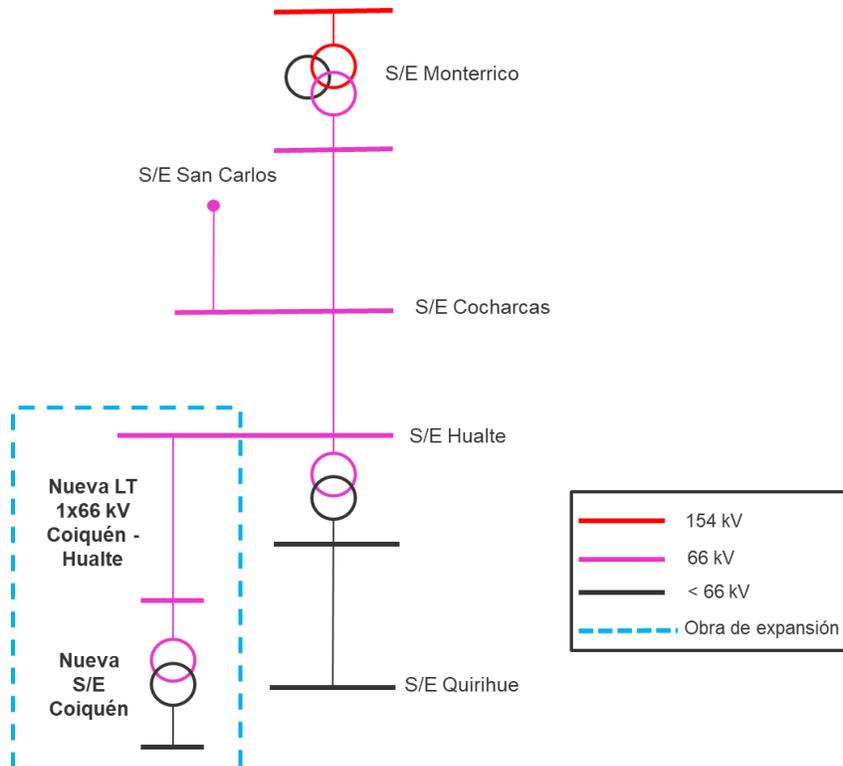
Figura 7-30: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Hualte.



Para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la construcción de una nueva subestación de retiro llamada S/E Coiquén, incorporando una unidad de transformación 66/23 kV de 20 MVA. Adicionalmente, se contempla abastecer este nuevo punto de retiro, desde S/E Hualte, por medio de una nueva línea de simple circuito en 66 kV, cuya capacidad de trasmisión mínima debe ser de 46 MVA a 35°C con Sol.

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

Figura 7-31: Diagrama unilineal representativo de la obra de expansión Nueva S/E Coiquén y Nueva línea 1x66 kV Coiquén - Hualte.



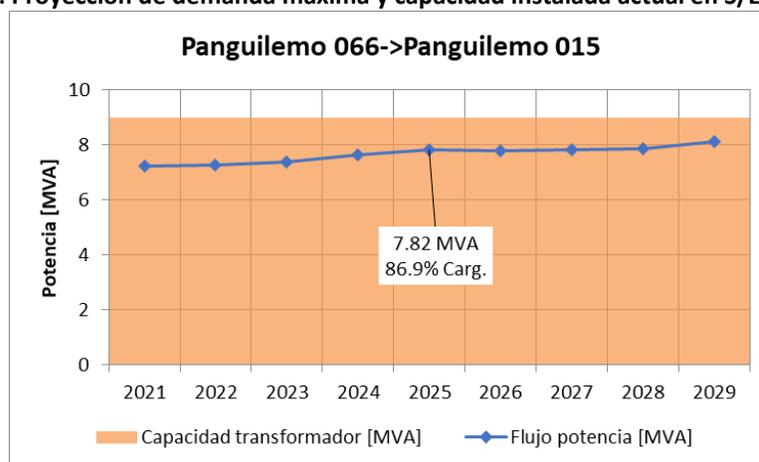
7.3.14 AMPLIACIÓN EN S/E PANGUILEMO (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Panguilemo durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Panguilemo muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad cercana al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad, especialmente al considerar la capacidad de la instalación existente (10 MVA), procurando minimizar los riesgos de abastecimiento oportuno de la demanda en la zona.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/15 kV de, a lo menos, 10 MVA de capacidad en S/E Panguilemo.

Figura 7-32: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Panguilemo.



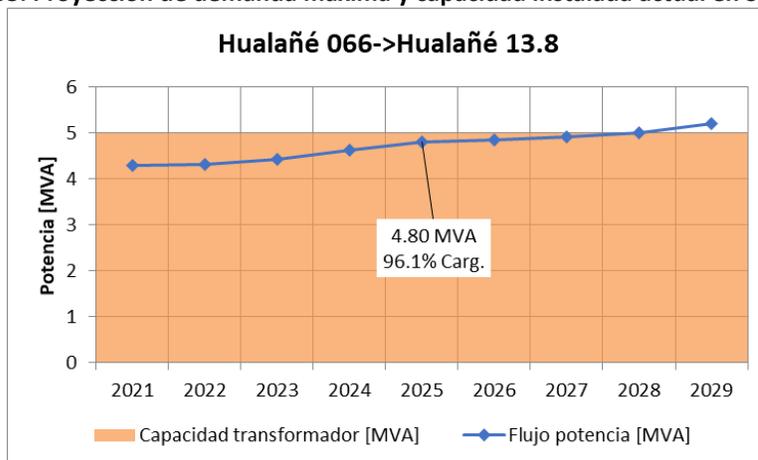
7.3.15 AMPLIACIÓN EN S/E PARRONAL (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar, a través del sistema de distribución, las unidades de transformación de la S/E Hualañé y S/E Villa Prat, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Cabe señalar que la proyección de demanda en la S/E Hualañé, al año 2025, muestra una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere una obra de expansión que permita reducir dicho nivel de cargabilidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/13,8 kV de, a lo menos, 15 MVA de capacidad en S/E Parronal.

Figura 7-33: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Hualañé



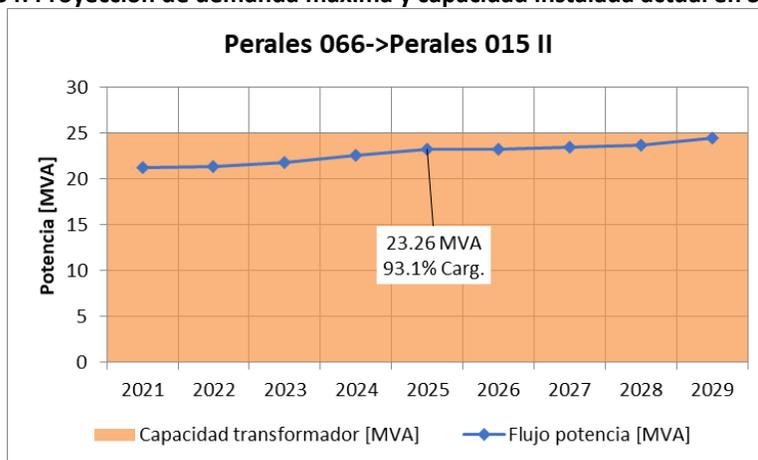
7.3.16 AMPLIACIÓN EN S/E PERALES (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Perales durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en S/E Perales muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/15 kV de, a lo menos, 25 MVA de capacidad en S/E Perales.

Figura 7-34: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Perales.



7.3.17 AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA DE CORTÉS (NTR ATAT) Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV PUNTA DE CORTÉS – TUNICHE, TRAMO PUNTA DE CORTÉS – PUENTE ALTA

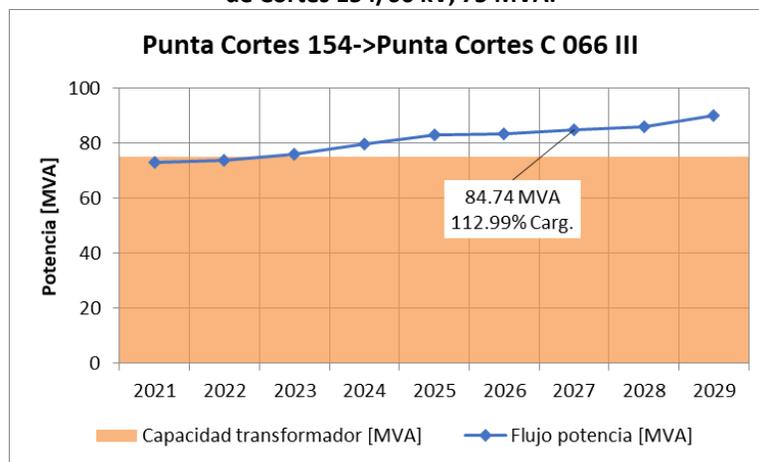
Las obras de expansión zonal denominadas “Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)” y “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, Tramo Punta de Cortés – Puente Alta” tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a las SS/EE Cachapoal, Machalí, Punta de Cortés y Tuniche en todo el horizonte de evaluación.

El análisis de esta alternativa de expansión consideró que la condición de operación normal de los transformadores 154/66 kV en la S/E Punta de Cortés es tal que estos no operan en paralelo, y que las subestaciones que energiza cada uno de ellos es la siguiente:

- Transformador 154/66 kV, 75 MVA: suministra la demanda en las SS/EE Cachapoal, Machalí y Punta de Cortés.
- Transformador 154/66 kV, 60 MVA: suministra la demanda en la S/E Tuniche.
- Transformador 154/66 kV, 56 MVA: suministra la demanda en las SS/EE Lo Miranda y Loreto.

De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, la demanda máxima coincidente proyectada al año 2025 en las SS/EE Cachapoal, Machalí y Punta de Cortés resultan en una cargabilidad superior al 90% en el transformador 154/66 kV, 75 MVA en la S/E Punta de Cortés, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

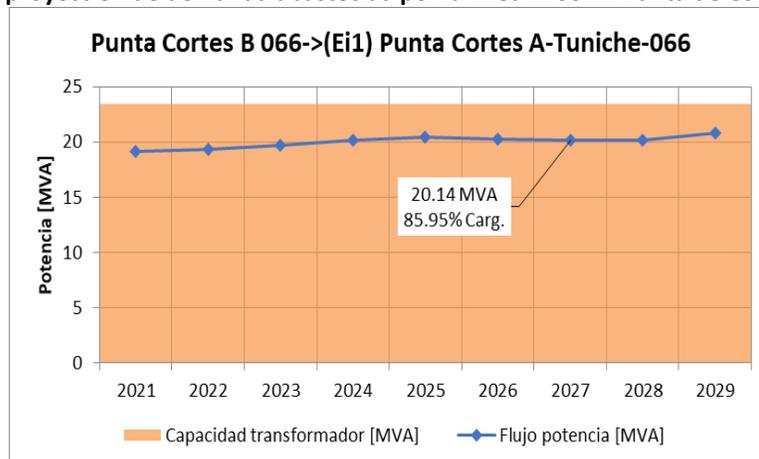
Figura 7-35: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica en el transformador Punta de Cortés 154/66 kV, 75 MVA.



Por su parte, la demanda en la S/E Tuniche es abastecida por la línea de transmisión 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, la que está compuesta por dos tramos de línea. El primer tramo 1x66 kV que va desde S/E Punta de Cortés hasta Puente Alta, posee un conductor Cu 2 AWG, que permite alcanzar una capacidad de aproximadamente 23 MVA a 35°C. Luego, un segundo tramo 1x66 kV que va desde Puente Alta hasta S/E Tuniche que posee un conductor AAAC Butte, que permite alcanzar una capacidad de aproximadamente 46 MVA a 35°C.

De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, la cargabilidad de esta línea alcanzaría un valor cercano al 90% al año 2027 (específicamente en el tramo comprendido entre S/E Punta de Cortés y Puente Alta), tal como se presenta en el siguiente gráfico.

Figura 7-36: proyección de demanda abastecida por la línea 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche.



Al respecto, es preciso señalar que, si bien este tramo no alcanza el 90% de cargabilidad establecido en la RE N°711 como criterio para justificar su incorporación al presente plan de expansión, esta Comisión ha decidido incorporar la obra de igual manera, en atención a que se están interviniendo instalaciones del entorno, de modo que es posible capturar eficiencias en la ejecución de las obras, así como también en atención a las condiciones particulares del abastecimiento de las cargas de la zona, lo que se traducirá en mayores dificultades para la ejecución de esta obra en la medida que la demanda continúe aumentando, debido a la condición de radialidad que presenta la S/E Tuniche.

De esta forma, para efectos de dar solución a las problemáticas expuestas, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 154/66 kV de, a lo menos, 75 MVA de capacidad en S/E Punta de Cortés, además de la ampliación de capacidad de la línea 1x66 kV Punta De Cortés – Tuniche.

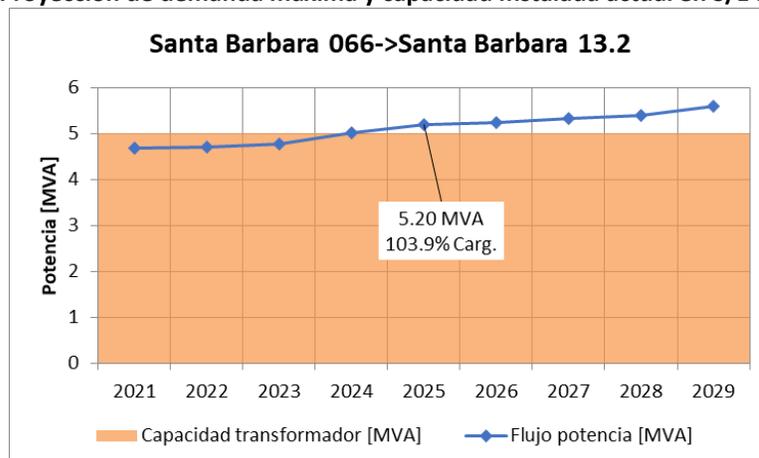
7.3.18 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA BÁRBARA (RTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Bárbara durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Santa Bárbara muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone el reemplazo de la unidad 66/23/13,8 kV de 5 MVA por una nueva unidad de transformación de 66/13,8 kV de, a lo menos, 16 MVA de capacidad en S/E Santa Bárbara.

Figura 7-37: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Santa Bárbara.



7.3.19 NUEVA S/E TOTIHUE Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV TOTIHUE – ROSARIO

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue – Rosario” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a las SS/EE Chumaquito y Rosario, además de crear un punto de suministro alternativo para la SS/EE Rengo y Pelequén, cumpliendo los criterios de suficiencia y seguridad durante todo el horizonte de análisis.

Actualmente la demanda en las subestaciones mencionadas se encuentra abastecida por el transformador Rancagua 154/66 kV 75 MVA, a través de los siguientes tramos de línea:

- 1x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza
- 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios
- 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito
- 1x66 kV Chumaquito – Rosario

De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2027 se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en los tramos de 66 kV comprendidos entre la S/E Rancagua y el Tap Off Chumaquito, tal como se presenta en los siguientes gráficos.

Figura 7-: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza.

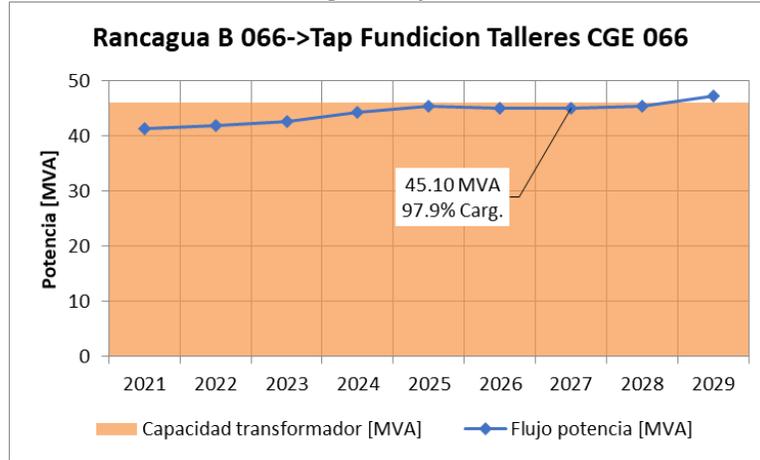


Figura 7-38: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios.

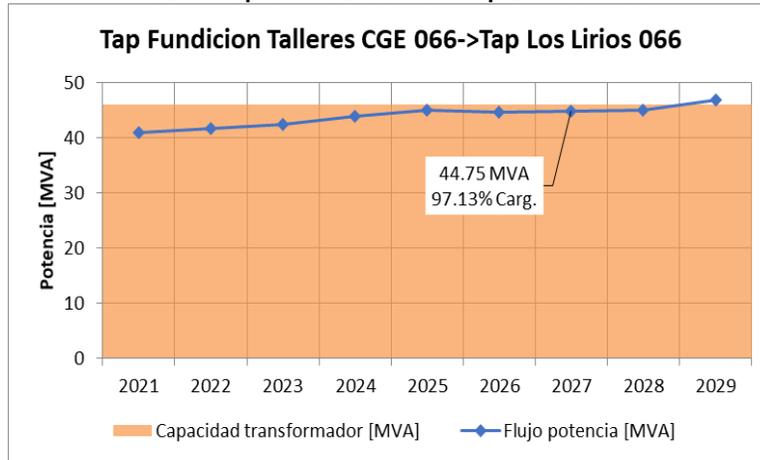
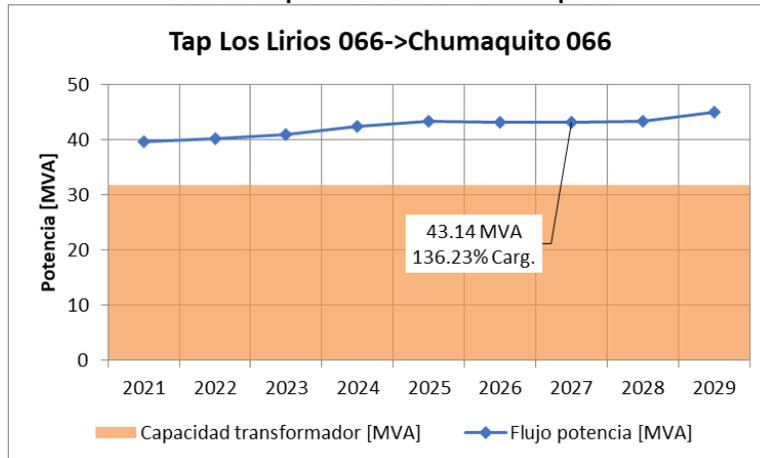


Figura 7-39: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito.

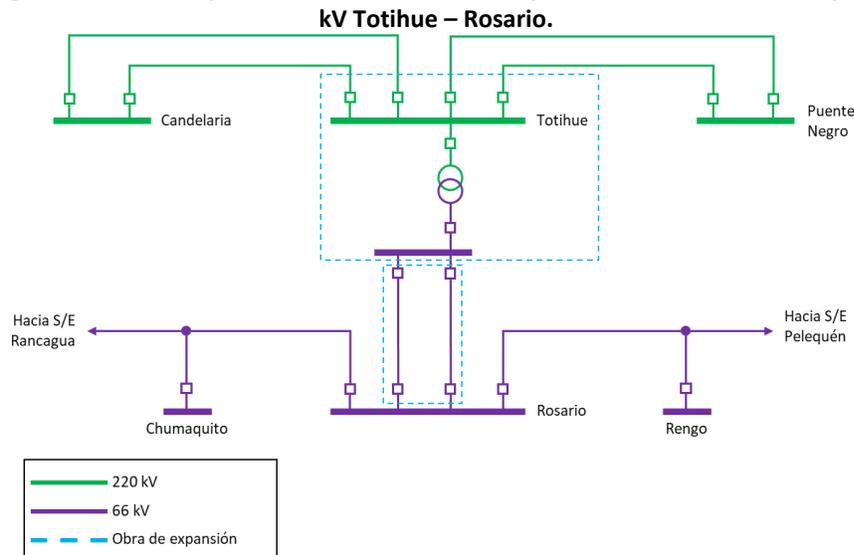


Para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone ejecutar el seccionamiento de la línea 2x220 kV Puente Negro – Candelaria, lo que se llevaría a cabo mediante la

construcción de la Nueva S/E Totihue, la que incluiría un banco de autotransformadores monofásicos 220/66 kV de 90 MVA de capacidad, además de la construcción de la nueva línea 2x66 kV Totihue - Rosario, con una capacidad de transmisión mínima por circuito de 80 MVA a 35°C con Sol. Esta subestación está orientada a abastecer la demanda en las SS/EE Chumaquito y Rosario, resolviendo las altas cargabilidades proyectadas en el sistema de 66 kV.

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

Figura 7-40: Diagrama unilineal representativo de la obra de expansión nueva S/E Totihue y nueva línea 2x66



7.3.20 NUEVA S/E SECCIONADORA BULI

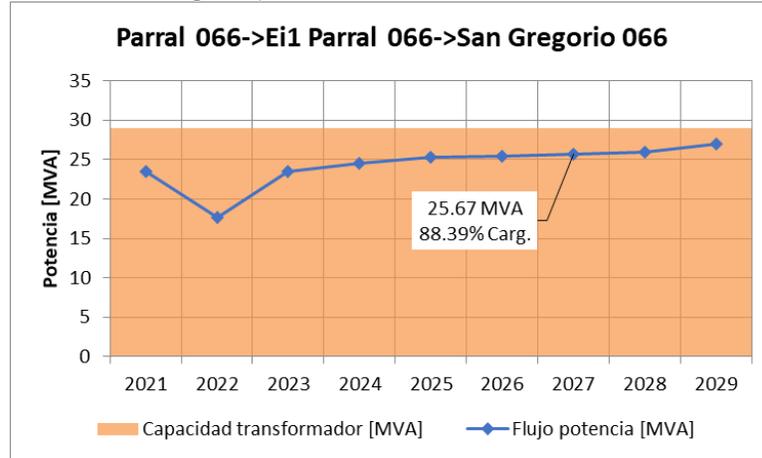
La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Seccionadora Buli” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a las SS/EE San Gregorio y San Carlos, cumpliendo el criterio de suficiencia y durante todo el horizonte de análisis.

Actualmente la demanda en las subestaciones mencionadas se encuentra abastecida por la línea 1x66 kV Parral – San Gregorio. Esta línea utiliza conductor de cobre 1/0 AWG a lo largo de 15 km del total de 18 km, el cual tiene una capacidad térmica de 31 MVA a 35°C con Sol²⁵.

De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2027 se alcanzaría una cargabilidad muy cercana al 90% en los tramos de la línea 1x66 kV Parral – San Gregorio que utilizan conductor de cobre 1/0 AWG, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

²⁵ Para la línea 1x66 kV Parral – San Gregorio se consideró una temperatura máxima de 40°C en verano, de acuerdo con la cobertura SIG desarrollada por el docente de la Universidad de la Frontera Dr. Christoph Johannes Albers (www.rulamahue.cl/mapoteca).

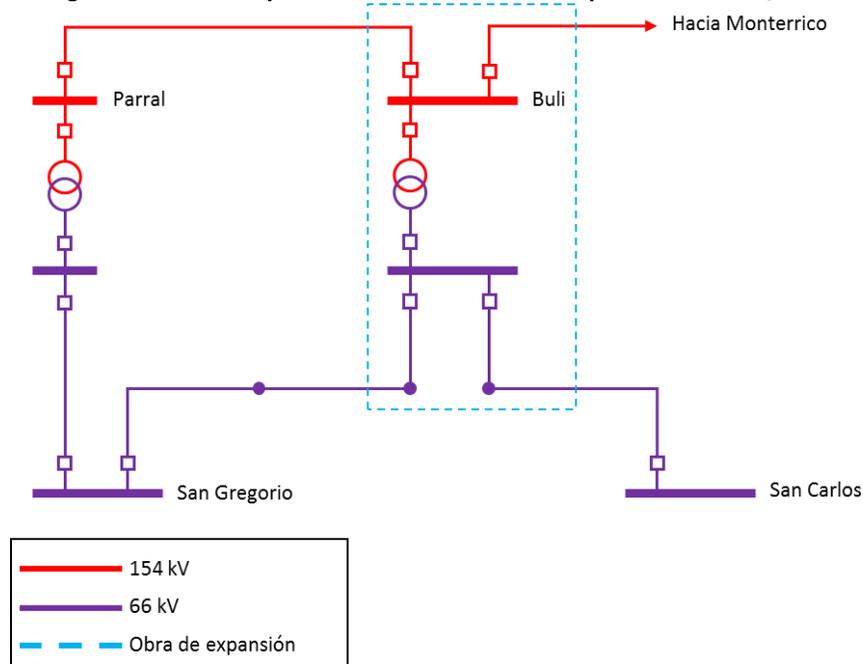
Figura 7-41: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 40°C con Sol en la línea 1x66 kV Parral – San Gregorio (tramo desarrollado con conductor de cobre 1/0 AWG).



En consideración con lo anteriormente señalado, esta Comisión propone ejecutar el seccionamiento de las líneas 1x154 kV Monterrico – Parral y 1x66 kV San Carlos – Tap Ñiquén, lo que se llevaría a cabo mediante la construcción de la Nueva S/E Seccionadora Buli, la que incluiría un transformador trifásico 154/66 kV de 75 MVA.

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

Figura 7-42: Diagrama unilineal representativo de la obra de expansión nueva S/E Seccionadora Buli.



SISTEMA ZONAL F

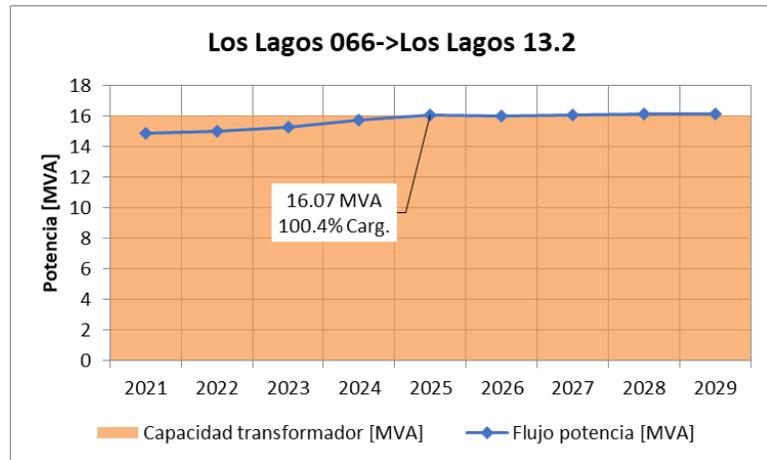
7.3.21 AMPLIACIÓN EN S/E LOS LAGOS (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Los Lagos (NTR ATMT)”, tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Los Lagos durante todo el horizonte de análisis

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en S/E Los Lagos, considerando las factibilidades de clientes previstos de conectar, muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 100% en el tramo de transformación existente, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/13,2 kV de, a lo menos, 16 MVA de capacidad en la S/E Los Lagos.

Figura 7-43: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Los Lagos



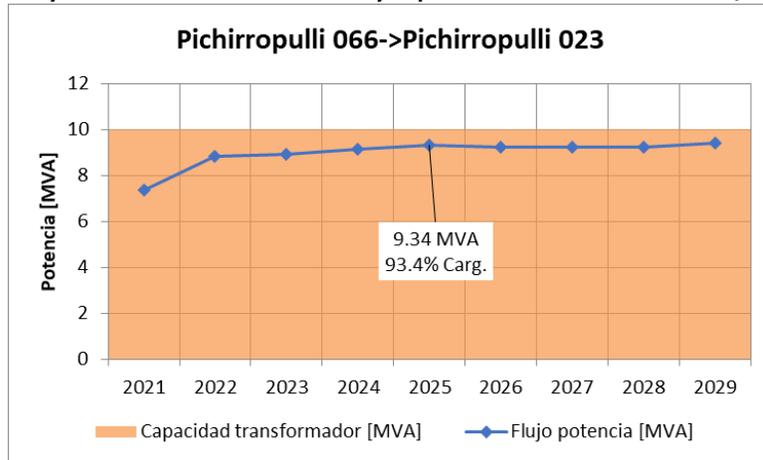
7.3.22 AMPLIACIÓN EN S/E PICHIRROPULLI (RTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Pichirropulli durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Pichirropulli muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en el tramo de transformación que suministra en 23 kV, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone el reemplazo de la unidad 66/13,2 kV de 5 MVA por una nueva unidad de transformación de 66/23 kV de, a lo menos, 16 MVA de capacidad en S/E Pichirropulli.

Figura 7-44: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Pichirropulli.



7.4 ANÁLISIS DE RESILIENCIA

De acuerdo a lo establecido en el artículo 19° letra b) de la Resolución Exenta N° 711, en el presente análisis se determinaron las expansiones de transmisión nacional y zonal que permitan al Sistema Eléctrico Nacional responder frente a situaciones extremas o perturbaciones, que permitan el abastecimiento de la demanda y que no degraden las condiciones normales de operación técnicas y económicas del sistema eléctrico.

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) maremotos, (ii) shock de precios de combustibles e (iii) hidrologías extremas.

7.4.1 EVENTUALIDAD 1: MAREMOTO

A continuación, se detallan los resultados obtenidos en el análisis realizado para cinco zonas de riesgo ante maremotos identificadas en el sistema eléctrico.

El análisis de resiliencia ante maremotos toma como referencia lo presentado por esta Comisión en su documento “Informe Técnico Final que fija el Pan de Expansión de la Transmisión año 2017”, aprobado mediante Resolución Exenta N° 163, del mes de febrero de 2018.

Para estos efectos se ha utilizado 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. Todos los análisis fueron realizados considerando demanda máxima coincidente nocturna en el sistema proyectado al año 2025 y 2030, a excepción de los análisis de las zonas de Coronel y Quintero, donde se consideró que la demanda máxima de día era un caso más exigente de estudio. El despacho de las centrales del sistema se basa en un despacho económico para cada año, el cual se ajusta en función de la inercia de cada generador sincrónico.

Se respalda el siguiente análisis en la base de datos *PowerFactory* llamada “BD CNE Expansion 2020 ITP Parte 1”.

El primer escenario, el año 2025, considera un calendario de salida de centrales carboneras con fechas ya comprometido por las empresas.

El segundo escenario analizado, al año 2030, considera como base el calendario de salida de centrales a carbón comprometido por las empresas al 2025, y luego, las estimaciones del Coordinador en las cuales basó su estudio de descarbonización 2018. En términos de proyectos de transmisión, el más relevante es la puesta en servicio de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, la cual se espera para el año 2028, por lo tanto, independiente de cualquier retraso, se estima que al año 2030 debiera estar completamente operativa.

El listado de centrales indisponibles para los años 2025 y 2030 son los siguientes:

Zona	2025	2030
Iquique	CTTAR	
	TGTAR	
Tocopilla	U12	NTO1
	U13	NTO2
	U14	
	U15	
Mejillones	CTM1	
	CTM2	
Huasco		Guacolda I
		Guacolda II
Quintero	Ventanas I	
	Ventanas II	
Coronel	Bocamina I	
	Bocamina II	

7.4.1.1 Análisis zona Tocopilla

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Tocopilla considera la indisponibilidad de las siguientes centrales:

- Tocopilla (U16, TG1, TG2, TG3)
- Norgener (NTO1, NTO2) (para el caso 2030, estas centrales están permanentemente fuera de servicio por descarbonización).

Año 2025

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Tocopilla considera una transferencia de, aproximadamente, 1.100 MW desde la S/E Cumbres 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

De las simulaciones realizadas, se advierte que el principal efecto que tiene la indisponibilidad de las centrales de la zona de Tocopilla es la redistribución de los flujos que abastecen la demanda de la zona de Chuquicamata y Calama. Ante dicha eventualidad, el sistema de la zona se abastece principalmente a través de la futura línea 2x220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata.

Las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, particularmente el criterio de seguridad N-1, en las líneas de 500 kV proyectadas entre las SS/EE Polpaico y Kimal. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos en la zona de Tocopilla.

Año 2030

La condición de operación para el año 2030 en la zona de Tocopilla, considera una transferencia de, aproximadamente, 1.160 MW, de los cuales 500 MW se transfieren por la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, mientras que 660 MW ingresan al norte grande desde la S/E Cumbres 500 kV hacia

la S/E Parinas 500 kV. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

Las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, particularmente el criterio de seguridad N-1, en las líneas de 500 kV proyectadas entre las SS/EE Polpaico y Kimal y en la línea HVDC. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos en la zona de Tocopilla.

7.4.1.2 Análisis zona Mejillones

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Tocopilla considera la indisponibilidad de las siguientes centrales:

- Central Termoeléctrica Mejillones (CTM3)
- Central Andina (CTA)
- Central Hornitos (CTH)
- Central Atacama (CC1, CC2)
- Central Angamos (ANG1, ANG2)
- Central Cochrane (CCH1, CCH2)
- Central Kelar (KELAR)
- Infraestructura Energética Mejillones (IEM)

Año 2025

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Mejillones considera una transferencia de, aproximadamente, 1.300 MW desde la S/E Cumbre 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. Se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base, incluyendo las unidades U16, TG1, TG2 y TG3 en la Central Tocopilla, la totalidad de las unidades en la Central Diésel Tamaya y otras unidades diésel menores.

Sin las centrales solares y solo con la unidad U16 apoyando fuertemente en términos de estabilidad, el sistema del norte grande requiere de la operación de las centrales diésel de las mineras de la zona.

En esta condición, el cumplimiento del criterio de seguridad N-1 en la línea Cumbres – Parinas 2x500 kV no presenta mayores holguras. Sin embargo, es del caso señalar que un escenario de máxima demanda durante la noche no sería del todo realista, debido a que, lo más probable, es que, ante una alerta de maremoto, no solo se evacúen centrales de generación costeras, sino que también la demanda sufriría una disminución.

Año 2030

A esta fecha, la llegada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre permite que la zona del norte grande reciba un flujo de energía mayor, disipando el riesgo de perder circunstancialmente el criterio N-1. En este caso, la transferencia desde el sur del sistema llega a 1.800 MW, de los cuales 800 MW van desde la S/E Cumbre 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV, mientras que 1000 MW entran a través de la línea HVDC. Nuevamente se utilizan todos los recursos disponibles en el SING, realizando despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-

despacho económico del caso base, incluyendo las unidades U16, TG1, TG2 y TG3 en la Central Tocopilla, la totalidad de las unidades en la Central Diésel Tamaya y otras unidades diésel menores.

7.4.1.3 Análisis zona Huasco

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Huasco considera la indisponibilidad de la siguiente central:

- Guacolda

Año 2025:

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Huasco considera transferencia de aproximadamente 300 MW desde la S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV hacia la S/E Nueva Maitencillo 500 kV. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

En base a las simulaciones realizadas, no se advierte un potencial riesgo a la regulación de tensión de la zona de Maitencillo. Lo anterior se puede explicar debido a la puesta en servicio de numerosos reactores de barra en las SS/EE de 500 kV, además del Compensador Estático de Reactivos en la S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV.

Finalmente, las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, incluyendo el criterio de seguridad N-1 en las líneas de 500 kV proyectadas entre las SS/EE Polpaico y Kimal. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

Año 2030:

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Huasco considera transferencia de aproximadamente 400 MW desde la S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV hacia la S/E Nueva Maitencillo 500 kV y 500 MW por la línea HVDC en dirección norte. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

En este caso tampoco se advierten riesgos de regulación de tensión, y se observa que se cumplen las exigencias normativas vigentes, incluyendo criterio n-1. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

7.4.1.4 Análisis zona Quintero

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Tocopilla considera la indisponibilidad de las siguientes centrales:

- Nueva Ventanas
- Campiche
- GNL Quintero

Las centrales de la zona de Quintero, especialmente Ventanas I y II, Nueva Ventanas y Campiche, cumplen un importante rol en el abastecimiento de las comunas de Valparaíso, Viña del Mar y Concón, a través de la línea 2x110 kV Ventanas – Torquemada.

Para este análisis en particular, se utiliza el caso diurno, ya que el mayor efecto de la salida de estas centrales estará dado por la alta demanda de la zona, y no por la falta de generación solar.

Año 2025:

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Quintero – Valparaíso, considera transferencia de aproximadamente 110 MW desde la S/E Ventanas 110kV hacia la S/E Torquemada 110 kV, mientras que el resto de la energía requerida por la zona, se abastece a través de la S/E San Luis 220 kV hacia Agua Santa 220 kV, con un flujo de aproximadamente 200 MW. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

Las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, incluyendo el criterio de seguridad N-1 en los elementos más críticos, esto es ante la salida del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas, y también ante la salida de uno de los circuitos de la línea Agua Santa – Miraflores 110 kV. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

Año 2030:

Para el año 2030, la mayor diferencia viene por el aumento vegetativo de la demanda de la zona. Para este caso, el aumento de transferencias por el aumento de demanda se da en mayor porcentaje por la zona de San Luis. El flujo a través del transformador de Ventanas mantiene los mismos niveles, alrededor de 110MW, mientras que desde la S/E San Luis 220 kV hacia la S/E Agua Santa 220 kV la transferencia aumenta a 310 MW. Nuevamente, no se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

Para este año, las simulaciones realizadas muestran que se siguen cumpliendo las exigencias de la normativa vigente, incluyendo el criterio de seguridad N-1, a 35° con sol, en los elementos más críticos, esto es ante la salida del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas, y también ante la salida de uno de los circuitos de la línea Agua Santa – Miraflores 110 kV. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

De todas maneras, el Plan de Expansión monitorea constantemente esta zona ante cambios en las fechas de salida de las centrales a carbón, por ser eventos que podrían afectar directamente al abastecimiento de la demanda.

7.4.1.5 Análisis zona Coronel

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Tocopilla considera la indisponibilidad de las siguientes centrales:

- Santa María
- Petropower

- Laguna Verde
- Newen
- Escuadrón
- Coronel
- Horcones
- Arauco

Las centrales de la zona de Coronel, cumplen un importante rol en el abastecimiento de la demanda de la misma zona, sobre todo ante la salida por descarbonización de las centrales Bocamina I y II. Es por ello que este caso ha sido ampliamente analizado con motivo del Plan de Expansión, el cual ha considerado las siguientes obras:

- Tendido 2° circuito línea 2x220kV Charrúa – Lagunillas
- Cambio de conductor línea 220kV Charrúa – Hualpén

Con estas obras, las que entrarían en servicio al año 2027, se logra tener resiliencia, ante la salida de las centrales de generación de la zona.

7.4.2 EVENTUALIDAD 2: 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 Capítulo 6 del presente informe, este análisis se realizó mediante simulaciones estocásticas, variando el precio del combustible GNL durante el año 2026 y el año 2033, 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 2026 y año 2033, conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.3.2.

En atención a que se incluyen obras en instalaciones zonales, se procede a establecer la condición base, tanto de los proyectos nacionales como zonales.

Tabla 7.18: Beneficios frente a un shock de precios en año 2026

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	13.178	17.084	21.892	17.004	19.643	11.039	16.493	16.011	15.633	17.626
Costo Operacional Con Shock año 2025	12.991	16.903	21.683	16.829	19.453	10.857	16.320	15.824	15.458	17.450
Diferencia de Costo Operacional	-187	-181	-209	-176	-189	-183	-172	-187	-175	-176
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2025	4,24	9,13	21,51	0,82	13,94					

La tabla anterior muestra que el sistema eléctrico, al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2026, presenta mayor capacidad de resiliencia al contar con expansiones, debido a que hace un mejor uso de los recursos de generación. Lo anterior se ve intensificado en los escenarios de demanda alta y media producto de sus mayores requerimientos de oferta para abastecer la demanda. Además, se concluye que la mayor resiliencia que muestra el sistema es consecuencia de que algunas expansiones nacionales y zonales, de rápida ejecución, permiten incrementar la capacidad de transporte para evacuar generación en determinadas zonas del país.

Tabla 7.19: Beneficios frente a un Shock de precios en año 2033

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	13.178	17.084	21.892	17.004	19.643	11.039	16.493	16.011	15.633	17.626
Costo Operacional Con Shock año 2032	13.029	16.965	21.679	16.823	19.507	10.914	16.383	15.820	15.475	17.507
Diferencia de Costo Operacional	-149	-119	-213	-182	-135	-125	-110	-191	-158	-119
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2032	23,50	9,32	21,52	23,12	16,49					

La tabla anterior muestra que el sistema eléctrico, al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2033, presenta una mayor resiliencia en todos los escenarios, al contar con las expansiones propuestas en el proceso de planificación del año 2020 (los montos varían entre los 9 y 23 millones de dólares). Si bien el comportamiento es muy similar a lo observado al aplicar un shock de precios el año 2026, en este caso los beneficios se amplifican, lo que obedece principalmente a dos factores: el ingreso de obras estructurales que permiten incrementar la capacidad de evacuación de las regiones de Tarapacá y Antofagasta, y en segundo lugar el crecimiento de la demanda, que impone exigencias de capacidad al sistema de transmisión.

Finalmente se concluye que ante un Shock de precios de los combustibles en el mediano o largo plazo, el disponer de un sistema con mayores holguras permite abastecer a los clientes finales de forma más eficiente que en el caso “Base”, y a través de un parque de generación con fuertes aportes de energías renovables (EGPT).

7.4.3 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, es decir, que contiene las cinco hidrologías más secas de la estadística; y la segunda, una serie hidrológica extrema húmeda, esto es, que contiene las cinco hidrologías más húmedas. 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 6.4.3.2.

La siguiente tabla resume los costos operacionales e inversiones y las variaciones al comparar el caso base y con proyectos de expansión. En atención a que se incluyen obras en instalaciones de transmisión zonales, se procede a establecer la condición base, tanto de los proyectos nacionales como zonales.

Tabla 7.20: 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 Sin Shock	13,178	17,084	21,892	17,004	19,643	11,039	16,493	16,011	15,633	17,626
Costo Operacional Con Serie Hid Seca	14,733	18,902	23,912	18,975	21,790	12,597	18,126	18,010	17,441	19,568
Diferencia de Costo Operacional	1,556	1,818	2,020	1,971	2,147	1,557	1,634	1,999	1,808	1,942
Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Seca	-1	-184	-22	-163	-206					

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. Además, el sistema con expansiones cuenta con una mayor capacidad de resiliencia al enfrentarse a una condición extrema seca, dado que las holguras en transmisión le permiten optimizar de mejor manera una matriz de generación diversa, como lo es la del 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 6.4.3.2. La siguiente tabla resume los costos operacionales y las variaciones al comparar el caso base y con el caso con expansiones.

Tabla 7.21: 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 Sin Shock	13,178	17,084	21,892	17,004	19,643	11,039	16,493	16,011	15,633	17,626
Costo Operacional Con Serie Hid Húmeda	12,245	15,860	20,578	15,664	18,320	10,129	15,377	14,770	14,450	16,484
Diferencia de Costo Operacional	-932	-1,224	-1,314	-1,340	-1,323	-911	-1,115	-1,241	-1,183	-1,142
Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Seca	22	109	72	157	181					

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 húmeda.

Adicionalmente, el sistema con proyectos de expansión presenta una mayor capacidad de adaptación respecto de la condición base (sin proyectos de expansión), frente a la misma condición hidrológica. Estos resultados son consecuencia de un menor desplazamiento del uso

de energías renovables variables cuando el sistema de transmisión cuenta con los proyectos de expansión recomendados, en comparación al sistema que no los posee (sistema de transmisión base).

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.

7.5 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 respecto a 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 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 7.22: Reducción de Riesgo de Transmisión para cada escenario

Año	Esc-1	Esc-2	Esc-3	Esc-4	Esc-5
2020	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0
2025	-412	-927	-562	-410	-647
2026	-183	-587	-349	-105	-449
2027	-490	-247	-375	-193	-137
2028	-460	-394	-651	-219	-371
2029	-338	-697	-568	-259	-755
2030	-235	-391	-490	-248	-431
2031	-327	-197	-396	-261	-747
2032	-977	-265	-446	-214	-720
2033	-750	-143	-1,443	-260	-475
2034	-787	-201	-1,446	-176	-220
2035	-714	-251	-1,231	-51	-203
2036	-885	-207	-892	-167	-255
2037	-664	81	-1,076	-320	-74
2038	-605	-452	-588	-221	-193

Año	Esc-1	Esc-2	Esc-3	Esc-4	Esc-5
2039	-567	-131	-766	-199	-125
Total	-8,394	-5,008	-11,279	-3,304	-5,804

De la tabla anterior, se observa que todos los escenarios reducen el índice de Riesgo de Transmisión, producto del Plan de Expansión propuesto.

El beneficio promedio para todos los escenarios es de alrededor de USD 6.758 millones al considerar todo el periodo de análisis. Además se observan diferencias entre los escenarios, hasta de USD 7.974 millones aproximadamente, reflejando las diferentes características que tiene cada uno de los EGPT.

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.

8 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° 3 del presente documento. A continuación se presentan las valorizaciones de las obras de expansión descritas en los numerales 3 y 4.

8.1 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 8.1: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional

		Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas - Lagunas	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	Ampliación en S/E Kimal 500 (IM)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar - Likantantai	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	Ampliación en SE Algarrobal 220 kV (IM)	Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) Y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo - Punta Colorada
1	Costos Directos	16.261.908	2.521.317	3.976.454	1.558.538	8.276.001	15.354.607	555.576	7.598.941
1.1	Ingeniería y Gestión Medioambiental	600.777	139.669	258.606	97.811	246.783	574.578	29.738	298.387
1.2	Instalación de faenas	346.549	128.676	384.913	100.223	279.035	363.000	99.238	294.116
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	15.314.582	2.252.972	3.332.936	1.360.503	7.750.182	14.417.029	426.601	7.006.438
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	2.792.321	1.158.365	1.576.894	818.968	1.900.133	2.752.625	684.537	1.946.216
2.1	Gastos generales y Seguros	1.606.804	542.491	753.165	306.200	716.692	1.455.450	275.688	960.642
2.2	Inspección técnica de obra	827.450	486.513	564.238	342.338	486.513	827.450	342.338	645.721
2.3	Utilidades del contratista	151.627	49.594	101.465	83.844	340.034	271.213	33.184	176.392
2.4	Contingencias	206.440	79.767	158.026	86.586	356.893	198.512	33.327	125.465
2.5	Servidumbre y Terreno	0	0	0	0	0	0	0	37.997
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	19.054.229	3.679.682	5.553.349	2.377.506	10.176.133	18.107.232	1.240.113	9.545.157
4	Intereses Intercalarios	952.711	110.390	166.600	118.875	305.284	905.362	62.006	477.258
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		20.006.941	3.790.073	5.719.949	2.496.381	10.481.417	19.012.593	1.302.118	10.022.415

		Ampliación en S/E Don Goyo 220 KV (BPS+BT)	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Ancoa (STATCOM AT)	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)
1	Costos Directos	1.023.873	28.993.434	2.276.598	2.168.320
1.1	Ingeniería y Gestión Medioambiental	105.116	845.469	193.401	118.573
1.2	Instalación de faenas	128.676	503.969	310.944	291.965
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	790.080	27.643.996	1.772.253	1.757.782
1,4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.417.394	3.569.226	1.813.411	1.589.931
2.1	Gastos generales y Seguros	600.250	1.880.786	844.799	830.036
2.2	Inspección técnica de obra	486.513	827.450	645.721	645.721
2.3	Utilidades del contratista	59.207	327.225	116.280	54.532
2.4	Contingencias	63.424	421.494	120.939	59.642
2.5	Servidumbre y Terreno	208.000	112.271	85.672	0
2,6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0
3	Monto Contrato	2.441.267	32.562.659	4.090.010	3.758.251
4	Intereses Intercalarios	122.063	1.628.133	122.700	187.913
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		2.563.330	34.190.792	4.212.710	3.946.164

8.2 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 8.2: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Nacional

		Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal	Nueva S/E Seccionadora La Invernada
1	Costos Directos	165.678.390	5.411.316
1.1	Ingeniería y Gestión Medioambiental	5.418.588	275.415
1.2	Instalación de faenas	1.267.028	291.965
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	158.992.773	3.858.272
1,4	Intervención instalación dedicada	0	985.665
2	Costos Indirectos	22.465.843	1.750.304
2.1	Gastos generales y Seguros	8.301.383	874.636
2.2	Inspección técnica de obra	3.002.661	645.721
2.3	Utilidades del contratista	2.703.056	73.842
2.4	Contingencias	7.566.256	55.350
2.5	Servidumbre y Terreno	892.487	72.000
2,6	Intervención instalación dedicada	0	28.755
3	Monto Contrato	188.144.233	7.161.621
4	Intereses Intercalarios	6.318.127	358.081
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		194.462.361	7.519.702

8.3 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 8.3: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal B, D y F

		Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BFS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovale	Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR ATMT)	Ampliación en S/E Los Lagos (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)
1	Costos Directos	7.388.467	3.529.468	2.902.587	2.528.573	1.743.991	1.491.771
1.1	Ingeniería y Gestión Medioambiental	312.141	145.847	167.018	103.843	95.904	93.416
1.2	Instalación de faenas	346.562	169.037	264.666	128.676	237.368	237.368
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	6.729.764	3.214.583	2.470.903	2.296.055	1.410.719	1.160.988
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	2.634.994	1.873.704	1.365.969	1.149.031	1.235.431	1.097.127
2.1	Gastos generales y Seguros	1.287.879	889.223	652.355	544.531	628.662	517.750
2.2	Inspección técnica de obra	827.450	645.721	564.238	486.513	486.513	486.513
2.3	Utilidades del contratista	171.585	165.844	71.290	55.394	58.501	44.201
2.4	Contingencias	123.439	172.917	78.085	62.593	61.754	48.662
2.5	Servidumbre y Terreno	224.640	0	0	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	10.023.461	5.403.172	4.268.556	3.677.605	2.979.422	2.588.898
4	Intereses Intercalarios	501.173	162.095	213.428	183.880	148.971	129.445
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		10.524.634	5.565.267	4.481.984	3.861.485	3.128.393	2.718.343

Tabla 8.4: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E

		Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	Ampliación en S/E Punta De Cortés (NTR ATAT)	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta De Cortés – Tuniche, Tramo Punta De Cortés – Puente Alta	Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS)	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) Y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé	Seccionamiento Línea 1x66 kV Teno – Curicó en S/E Rauquén 66 kV (BS)
1	Costos Directos	1.884.856	3.574.187	484.327	1.967.611	170.254	2.877.507	2.763.932	825.577
1.1	Ingeniería y Gestión Medioambiental	125.409	212.016	60.643	145.802	20.565	175.204	168.456	58.689
1.2	Instalación de faenas	128.676	237.368	0	113.957	69.800	128.676	128.676	128.676
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.630.771	3.124.803	423.684	1.707.852	79.890	2.573.627	2.466.800	638.212
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.115.853	1.247.443	247.451	965.871	411.104	1.212.298	1.304.540	1.061.760
2.1	Gastos generales y Seguros	529.207	565.649	9.882	446.028	177.125	555.207	555.621	507.788
2.2	Inspección técnica de obra	486.513	486.513	0	412.547	213.194	486.513	486.513	486.513
2.3	Utilidades del contratista	47.327	93.800	12.587	50.307	9.777	82.461	91.291	32.566
2.4	Contingencias	52.807	101.481	21.063	56.990	11.009	88.118	96.114	34.893
2.5	Servidumbre y Terreno	0	0	203.918	0	0	0	75.000	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	3.000.710	4.821.630	731.778	2.933.482	581.359	4.089.806	4.068.472	1.887.336
4	Intereses Intercalarios	150.035	241.081	21.953	146.674	29.068	204.490	203.424	94.367
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.150.745	5.062.711	753.731	3.080.156	610.427	4.294.296	4.271.895	1.981.703

		Ampliación en S/E Pangulileo (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)	Ampliación En S/E Monterrico (NTR ATMT)	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo	Ampliación en S/E Santa Elisa 66 kV (NBP+BT), Nuevo Transformador (ATMT) y Seccionamiento 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT)
1	Costos Directos	1.887.668	319.028	1.735.113	1.737.603	906.352	870.837	2.958.942	2.130.155
1.1	Ingeniería y Gestión Medioambiental	130.697	28.336	93.526	101.991	108.710	47.482	110.676	120.109
1.2	Instalación de faenas	128.676	99.238	128.676	128.676	182.771	128.676	237.368	237.368
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.628.296	191.455	1.512.912	1.506.936	614.872	694.679	1.761.140	1.772.678
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	849.757	0
2	Costos Indirectos	1.131.953	650.150	1.121.809	1.105.788	792.512	1.061.851	1.304.227	1.144.409
2.1	Gastos generales y Seguros	531.077	267.868	528.680	526.265	353.177	508.807	535.202	532.842
2.2	Inspección técnica de obra	486.513	342.338	486.513	486.513	342.338	486.513	486.513	486.513
2.3	Utilidades del contratista	54.504	19.334	50.812	44.508	47.422	32.611	67.126	60.253
2.4	Contingencias	59.858	20.610	55.804	48.502	49.575	33.920	72.935	64.800
2.5	Servidumbre y Terreno	0	0	0	0	0	0	68.688	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	73.763	0
3	Monto Contrato	3.019.621	969.178	2.856.922	2.843.391	1.698.864	1.932.687	4.263.169	3.274.564
4	Intereses Intercalarios	150.981	48.459	142.846	142.170	50.966	96.634	213.158	163.728
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.170.602	1.017.637	2.999.768	2.985.560	1.749.830	2.029.322	4.476.327	3.438.292

		Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas	Ampliación En S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	Ampliación en S/E Celulosa Pacífico (BS)
1	Costos Directos	723.472	1.091.870	1.578.867
1.1	Ingeniería y Gestión Medioambiental	74.860	154.743	74.752
1.2	Instalación de faenas	110.161	128.676	237.368
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	538.451	808.451	800.922
1,4	Intervención instalación dedicada	0	0	465.825
2	Costos Indirectos	777.775	1.066.303	1.155.351
2.1	Gastos generales y Seguros	350.825	510.038	511.727
2.2	Inspección técnica de obra	342.338	486.513	486.513
2.3	Utilidades del contratista	33.857	29.819	45.260
2.4	Contingencias	37.106	39.932	48.360
2.5	Servidumbre y Terreno	13.650	0	0
2,6	Intervención instalación dedicada	0	0	63.491
3	Monto Contrato	1.501.247	2.158.173	2.734.218
4	Intereses Intercalarios	45.037	107.909	136.711
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		1.546.284	2.266.082	2.870.929

8.4 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 8.5: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal B, y E

		Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca	Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario	Nueva S/E Seccionadora Buenavista	Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares	Nueva Subestación Seccionadora Bulli	Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 Coiquén - Hualte	Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilimo II
1	Costos Directos	15.982.615	14.548.470	11.857.189	19.562.927	7.381.722	4.914.174	2.052.781
1.1	Ingeniería y Gestión Medioambiental	1.107.098	696.537	599.665	760.903	380.153	403.504	155.076
1.2	Instalación de faenas	441.456	500.880	435.360	676.485	291.965	346.562	346.562
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	14.434.061	13.351.052	10.822.164	15.681.611	6.709.604	4.164.108	1.551.143
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	2.443.927	0	0	0
2	Costos Indirectos	5.249.313	5.073.987	4.240.291	5.951.463	2.016.905	3.352.704	2.972.356
2.1	Gastos generales y Seguros	1.424.277	2.116.605	1.269.510	2.275.050	955.019	1.224.937	1.156.256
2.2	Inspección técnica de obra	827.450	1.391.688	927.840	1.473.171	645.721	827.450	827.450
2.3	Utilidades del contratista	346.982	369.603	286.504	406.124	176.744	145.488	47.643
2.4	Contingencias	550.604	264.232	224.357	293.110	134.422	104.829	76.507
2.5	Servidumbre y Terreno	2.100.000	931.858	1.532.080	1.341.389	105.000	1.050.000	864.499
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	162.618	0	0	0
3	Monto Contrato	21.231.927	19.622.456	16.097.480	25.514.389	9.398.627	8.266.878	5.025.137
4	Intereses Intercalarios	636.958	884.248	756.326	1.086.740	462.200	346.691	150.754
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		21.868.885	20.506.705	16.853.806	26.601.129	9.860.828	8.613.569	5.175.891

9 ANEXOS

Los siguientes Anexos del presente informe se encuentran disponibles en documentos separados, debido al volumen de información contenido. A continuación se indican estos documentos:

- Anexo 1: Antecedentes Evaluación de otros proyectos
- Anexo 2: Ingeniería Conceptual de los Proyectos
- Anexo 3: Metodología de Valorización de los Proyectos
- Anexo 4: Siglas utilizadas en el presente Informe
- Anexo 5: Minuta Proyección de Demanda Plan 2020