



INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2021

Enero de 2022

ÍNDICE

1	Introducción	7
2	Resumen Ejecutivo	10
3	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	11
3.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	11
3.1.1	Ampliación en S/E Parinacota (BS)	11
3.1.2	Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte (IM)	12
3.1.3	Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte.....	13
3.1.4	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT).....	14
3.1.5	Aumento Capacidad Línea 2x500 kV Los Changos - Cumbre y Línea 2x500 kV Cumbre - Nueva Cardones	15
3.1.6	Ampliación en S/E Loica (IM)	16
3.1.7	Ampliación en S/E Entre Ríos (NTR ATAT)	16
3.2	OBRAS NUEVAS.....	17
3.2.1	Nueva S/E Seccionadora Lullaillaco	18
3.2.2	Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre 19	
3.2.3	Nueva S/E Seccionadora El Pimiento.....	21
4	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal	23
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	23
	Sistema A	23
4.1.1	Seccionamiento Línea 1x66 kV Chapiquiña-Arica en S/E Parinacota	23
	Sistema B.....	25
4.1.1	Ampliación en S/E Casas Viejas (NTR ATMT)	25
	Sistema C.....	26
4.1.1	Seccionamiento Circuito N°1 Línea 2x110 kV Agua Santa – Laguna Verde en S/E Los Placeres y Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Tap Placeres - Los Placeres.....	26
	Sistema D	27
4.1.1	Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT).....	28
	Sistema E.....	29
4.1.1	Ampliación en S/E Leyda (NTR ATMT)	29
4.1.2	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Linderos – Buin.....	30
4.1.3	Ampliación en S/E Hospital (RTR ATMT).....	31
4.1.4	Ampliación en S/E La Estrella (BS)	32
4.1.5	Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)	33

4.1.6	Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT).....	34
4.1.7	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Los Viñedos – San Fernando (CGE).....	35
4.1.8	Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Los Viñedos – San Fernando (Transelec).....	36
4.1.9	Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Los Viñedos – Tinguiririca y Ampliación en S/E Tinguiririca	37
4.1.10	Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Fernando – Teno	39
4.1.11	Ampliación en S/E Los Maquis (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue – Talca.....	40
4.1.12	Ampliación en S/E Nueva Cauquenes (IM)	41
	Sistema F.....	42
4.1.1	Ampliación en S/E Paillaco (NTR ATMT) y seccionamiento línea 1x66 kv Lollelhue – los lagos	42
4.2	OBRAS NUEVAS.....	43
	Sistema C.....	43
4.2.1	Nueva S/E Seccionadora Pachacama.....	43
	Sistema E.....	45
4.2.1	Nueva S/E Seccionadora Linderos	45
4.2.2	Nueva S/E Seccionadora El Guindal	47
4.2.3	Nueva S/E Litueche y Nueva Línea 2x110 kV Litueche – La Estrella	49
4.2.4	Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla – Malloa Nueva	51
4.2.5	Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos.....	52
4.2.6	Nueva Línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos	55
4.2.7	Nueva S/E Seccionadora Las Delicias.....	56
4.2.8	Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén.....	58
4.2.9	Nueva S/E Monte Blanco y Nueva S/E El Lazo	60
4.2.10	Nueva Línea 1x110 kV El Pimiento – Monte Blanco, Nueva Línea 1x110 kV El Pimiento – El Lazo y Nueva Línea 1x110 kV Monte Blanco – El Lazo.....	62
5	Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad	64
5.1	DECRETO 4/2019	64
5.1.1	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV	64
5.2	DECRETO 185/2021	65
5.2.1	Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS).....	65
5.3	DECRETO 299/2021	66
5.3.1	Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 kV Coiquén – Hualte.....	66
6	Fórmulas de Indexación de las Obras de Expansión	67
7	Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión	69

7.1	OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN	69
7.2	HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN	69
7.3	ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	70
7.3.1	Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética.....	70
7.3.2	Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.....	73
7.3.3	Plan de obras de Generación y Transmisión.....	75
7.3.4	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión.....	78
7.3.5	Proyección de Precios de Combustibles	94
7.3.6	Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas	97
7.3.7	Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional.....	105
7.3.8	Costos de Falla	107
7.3.9	Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión.....	108
7.4	ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN.....	108
7.4.1	Etapa de Análisis Preliminar	109
7.4.2	Etapa de Análisis de Necesidades de Acceso Abierto.....	109
7.4.3	Etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional.....	111
7.4.4	Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio	112
7.4.5	Etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos.....	115
7.4.6	Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos	117
7.4.7	Etapa de Análisis de Resiliencia	119
7.4.8	Etapa de Análisis de Mercado Eléctrico Común	123
7.4.9	Etapa de Conformación del Plan de Expansión	125
8	Evaluación de los Proyectos y Resultados.....	127
8.1	PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL	127
8.1.1	Ampliación en S/E Entre Ríos.....	127
8.1.2	Ampliación en S/E Parinas	127
8.1.3	Ampliación Línea 2x500 kV Los Changos – Parinas – Cumbre – Nueva Cardones.....	128
8.1.4	Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre. 129	
8.1.5	Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte.....	131
8.2	PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	133
8.2.1	Seccionamiento de la Línea 1x66kV Chapiquiña-Arica en S/E Parinacota.....	133
8.2.2	Seccionamiento S/E Placeres.....	135
8.2.3	Nueva S/E seccionadora Pachacama	137
8.2.4	Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT).....	140

8.3	PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA	142
8.3.1	Ampliación S/E Casas Viejas (NTR ATMT)	142
8.3.2	Apoyo al abastecimiento de Peñaflor y Talagante	143
8.3.3	Ampliación S/E Leyda (NTR ATMT)	149
8.3.4	Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Fernando – Teno 149	
8.3.5	Ampliación en S/E Los Maquis (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue – Talca	150
8.3.6	Ampliación en S/E Hospital (RTR ATMT).....	151
8.3.7	Nueva S/E Seccionadora El Guindal	152
8.3.8	Nueva S/E Seccionadora Linderos	153
8.3.9	Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos	156
8.3.10	Ampliación en la S/E Puquillay y nueva LT 2x154 kV Los Viñedos - Puquillay	158
8.3.11	Ampliación en la S/E Fuentecilla y nueva LT 2x154 kV Malloa - Fuentecilla	159
8.3.12	Nuevas SS/EE Las Delicias y Coiquén y nueva LT 2x66 kV Las Delicias - Coiquen	161
8.3.13	Nueva SE Litueche y Nueva LT 2x110 kV Litueche - La Estrella	162
8.3.14	Ampliación en S/E Paillaco (NTR ATMT) y seccionamiento línea 1x66 kV Llollelhue – Los Lagos ..	163
8.4	ANÁLISIS DE RESILIENCIA.....	164
8.4.1	Eventualidad 1: Maremoto	164
8.4.2	Eventualidad 2: Shock de Precios de Combustible	167
8.4.3	Hidrologías Extremas	168
8.5	PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR ACCESO ABIERTO	170
8.5.1	Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte	170
8.5.2	Nueva S/E Lullailaco	170
8.5.3	Ampliación en S/E Loica	170
8.5.4	Ampliación en S/E Nueva Cauquenes	171
8.5.5	Ampliación en S/E Celulosa Pacífico	171
8.5.6	Nueva S/E Las Delicias	171
8.6	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN.....	172
9	Valorización de las Obras de Expansión.....	174
9.1	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.....	174
9.2	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	175
9.3	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	176
9.4	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	179
10	Anexo 1: Proyectos No Recomendados	182

11	Anexo 2: Metodología de Valorización de Proyectos	183
12	Anexo 3: Siglas utilizadas en el Presente Informe	184
13	Anexo 4: Metodología Resiliencia	185

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 de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda.

Asimismo, de acuerdo al inciso segundo del artículo 87° de la Ley, en el proceso de planificación de la transmisión debe considerarse la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 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° 325, de 30 de marzo de 2021.

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

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

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

El proceso de planificación de la transmisión, en cuanto al procedimiento y metodología aplicable, se encuentra regulado además a nivel reglamentario en el Decreto N° 37 del Ministerio de Energía, de 06 de mayo de 2019, publicado en el Diario Oficial el 25 de mayo de 2021, que “Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión”¹, en adelante, “Reglamento de Planificación” o “Reglamento”. Dado lo anterior, el proceso de planificación correspondiente al año 2021 se realizó íntegramente con arreglo a dicho reglamento.

¹ Los aspectos metodológicos anteriormente estaban regulados en la Resolución Exenta N° 711 de 2017 de la Comisión (y sus modificaciones posteriores), y los aspectos procedimentales estaban regulados en el Resolución Exenta N° 18 de 2017 de la Comisión (y sus modificaciones posteriores). Ambas resoluciones exentas dejaron de aplicarse una vez que entró en vigencia el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

En el mismo reglamento antes citado se establecen las normas relativas al registro de participación ciudadana a que se refiere el artículo 90° de la Ley². De este modo, la actualización del registro ya constituido para los procesos de planificación anteriores se realizó de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento.

Por otra parte, el presente proceso de planificación de la transmisión tuvo en consideración los resultados del Proceso de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023, cuyo informe definitivo fue aprobado mediante Resolución Exenta de la CNE N° 244, de fecha 09 de abril de 2019. Asimismo, se tuvieron en consideración las resoluciones que, según lo establecido en el artículo 9 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión³, mensualmente emite la Comisión con la calificación de las instalaciones que entran en operación y aquellas instalaciones dedicadas que son intervenidas con obras de expansión cuya calificación cambia producto de ello.

De esta manera, habiéndose cumplido con lo dispuesto en los artículos 87° y 91° de la Ley y en las demás disposiciones citadas, a continuación se presenta el Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2021.

² Los aspectos relativos a la conformación y actualización del registro de participación ciudadana de diversos procesos que lleva adelante la Comisión, entre ellos, el proceso de planificación de la transmisión, anteriormente estaban regulados en la Resolución Exenta N° 382 de 2017 de la Comisión, la que dejó de ser aplicada una vez que entró en vigencia el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

³ Aprobado mediante Decreto N° 10 del Ministerio de Energía, de 01 de febrero de 2019, publicado en el Diario Oficial el 13 de junio de 2020.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este Informe Técnico Preliminar consiste en presentar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) correspondiente al año 2021, dando así cumplimiento a lo establecido en los artículos 87° y 91° de la Ley.

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

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

El presente Informe Preliminar contiene un listado de obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional y de los sistemas de transmisión zonal. Dentro de estos listados se distinguen obras nuevas y obras de ampliación.

El presente plan de expansión contiene un total de 38 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 537 millones.

En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, se presenta un total de 10 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 305 millones, de las cuales 7 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 54 millones aproximadamente, y 3 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 251 millones aproximadamente.

Respecto de los sistemas de transmisión zonal, se presenta un total de 28 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 231 millones, de las cuales 17 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 62 millones aproximadamente, y 11 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 170 millones aproximadamente.

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

Finalmente, se estima que las obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción a partir del primer semestre de 2024.

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	Ampliación en S/E Parinacota (BS)	24	993.942	47	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte (IM)	18	2.076.654	47	Red Eléctrica del Norte S.A.	Obligatoria
3	Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte	36	9.449.584	34	Transelec S.A.	Condicionada
4	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	36	20.242.928	37	Transelec Holdings Rentas Ltda.	Obligatoria
5	Aumento Capacidad Línea 2x500 kV Los Changos - Cumbre y Línea 2x500 kV Cumbre - Nueva Cardones	24	2.004.667	40	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Obligatoria
6	Ampliación en S/E Loica (IM)	18	2.344.506	48	Colbún Transmisión S.A.	Obligatoria
7	Ampliación en S/E Entre Ríos (NTR ATAT)	36	16.903.206	37	Transelec S.A.	Obligatoria

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

3.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E PARINACOTA (BS)

3.1.1.1 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 Parinacota, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra “Seccionamiento Línea 1x66 kV Chapiquiña-Arica en S/E Parinacota”.

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

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

3.1.1.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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.

3.1.1.3 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 993.942 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 15.903 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.1.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Seccionamiento Línea 1x66 kV Chapiquiña-Arica en S/E Parinacota”, individualizada en el numeral 4.1.1 del Sistema A, del presente Informe.

3.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA POZO ALMONTE (IM)

3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Pozo Almonte, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte” y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

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

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

3.1.2.2 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.

3.1.2.3 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 2.076.654 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 33.226 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.3 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS - NUEVA POZO ALMONTE

3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte, de aproximadamente 62 km de longitud, y la construcción de sus respectivos paños de línea en las subestaciones Lagunas y Nueva Pozo Almonte. El tendido del nuevo circuito deberá posibilitar la transmisión de potencia de, a lo menos, 297 MVA a 35°C con sol.

En la S/E Lagunas, el nuevo circuito deberá conectarse en configuración doble barra principal y barra de transferencia utilizando el espacio de barra disponible en la subestación asociado al proyecto “Ampliación en S/E Lagunas”, individualizado en el decreto exento N° 293, de 29 de octubre de 2018, del Ministerio de Energía, que fija obras de ampliación de los sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2017.

Por su parte, en la S/E Nueva Pozo Almonte, el nuevo circuito deberá conectarse en configuración interruptor y medio utilizando equipamiento híbrido, siguiendo el estándar actual de la subestación, y ocupando el espacio disponible generado por el proyecto “Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte (IM)”.

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

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

3.1.3.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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.

3.1.3.3 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 9.449.584 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 151.193 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.3.4 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la declaración en construcción de, al menos, 200 MVA de generación en proyectos nuevos a conectarse en la subestación Nueva Pozo Almonte.

A su vez, la adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte (IM)”, individualizada en el numeral 3.1.2 del presente Informe.

3.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)

3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Parinas, mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. El nuevo equipo compartirá la unidad de reserva con el banco asociado al proyecto “Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV”, individualizado en el decreto exento N° 4, de 03 de enero 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 2017.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la S/E Parinas, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores y de nuevos proyectos en la zona, así como la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV, de igual configuración, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores, la conexión de la obra “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” 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, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.4.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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.

3.1.4.3 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 20.242.928 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 323.887 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.5 AUMENTO CAPACIDAD LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS - CUMBRE Y LÍNEA 2X500 KV CUMBRE - NUEVA CARDONES

3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de las líneas 2x500 kV Los Changos – Cumbre y 2x500 kV Cumbre – Nueva Cardones mediante el reemplazo de las trampas de onda asociadas a ambas líneas en sus respectivos extremos, cuya capacidad deberá posibilitar la transmisión de potencia de diseño de las líneas 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, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.5.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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 2.004.667 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 32.075 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E LOICA (IM)

3.1.6.1 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 Loica, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona.

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

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

3.1.6.2 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.

3.1.6.3 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 2.344.506 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 37.512 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS (NTR ATAT)

3.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Entre Ríos mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA con

Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. El nuevo equipo compartirá la unidad de reserva con el banco existente.

La conexión del nuevo banco de transformación en el patio de 500 kV se realizará completando la diagonal asociada al circuito N° 1 de la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos, mientras que la conexión en 220 kV se realizará completando la diagonal asociada al circuito N° 2 de la línea 2x220 kV Entre Ríos – Charrúa.

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 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.

3.1.7.3 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 16.903.206 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 270.451 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2 OBRAS NUEVAS

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

Tabla 3.2: Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Nacional

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Lullaillaco	36	21.928.439	33	Obligatoria
2	Nuevo sistema de almacenamiento y control de flujo Parinas – Seccionadora Lo Aguirre	36	211.155.235	39	Obligatoria
3	Nueva S/E Seccionadora El Pimiento	36	18.034.166	32	Obligatoria

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

3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA LLULLAILLACO

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Llullaillaco, mediante el seccionamiento de la línea 2x500 kV Parinas – Cumbre, con sus respectivos paños de línea y patio en 500 kV.

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

La configuración del patio de 500 kV de la subestación Llullaillaco corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barra y plataforma para cinco diagonales, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 2x500 kV Parinas – Cumbre y la conexión de nuevos proyectos en la zona, además de espacio con terreno nivelado 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.

Además, el proyecto deberá considerar espacio con terreno nivelado para tres futuros bancos de autotransformadores 500/220 kV y espacio para un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, dimensionado para albergar, al menos, cinco diagonales.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 20 km al sur de la subestación Parinas, siguiendo el trazado de la línea 2x500 kV Parinas – Cumbre, dentro de un radio de 5 km respecto de ese punto.

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

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

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

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

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

3.2.1.2 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 21.928.439 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 350.855 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE

3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un sistema de control con almacenamientos tipo BESS ubicados en las subestaciones Parinas y Seccionadora Lo Aguirre, el cual deberá ser capaz de controlar el flujo de potencia por las líneas de 500 kV que conectan estas dos subestaciones, actuando de manera coordinada ante contingencia simple en cualquiera de las líneas existentes entre ambas subestaciones, de manera tal de permitir un aumento de entre 400 y 500 MVA de capacidad de transmisión, en régimen permanente, a través del corredor de 500 kV señalado precedentemente. El proyecto considera los equipos necesarios para la conexión en configuración interruptor y medio en el patio de 220 kV en la S/E Parinas en una de las posiciones disponibles que resultan de la obra “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)”, además de considerar los equipos necesarios para la conexión en configuración interruptor y medio en el patio de 220 kV en la S/E Seccionadora Lo Aguirre en una de las posiciones disponibles.

El equipamiento de almacenamiento a utilizar debe contar con una capacidad de, al menos, 500 MVA/125 MWh en cada subestación, además de la posibilidad de realizar control de tensión en sus respectivos puntos de conexión, mediante el intercambio de potencia reactiva (inyección u

absorción, según corresponda). Asimismo, este equipamiento deberá ser diseñado y dimensionado para una operación de, al menos, 10 veces al año.

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 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la ley.

3.2.2.3 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 211.155.235 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 3.378.484 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 las obras “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)”, individualizada en el numeral 3.1.4 del presente Informe.

3.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA EL PIMIENTO

3.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada El Pimiento, mediante el seccionamiento del circuito N°1 de la línea 2x220 kV Seccionadora Lo Aguirre – Alto Melipilla, con sus respectivos paños de línea y patios en 220 kV y 110 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 220/110 kV de 150 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 El Pimiento, 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 El Pimiento corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barra y plataforma para cuatro diagonales, de manera de permitir el seccionamiento del circuito N°1 de la línea 2x220 kV Seccionadora Lo Aguirre – Alto Melipilla, la conexión del transformador de poder 220/110 kV y la conexión de nuevos proyectos en la zona, además de espacio con terreno nivelado 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 110 kV corresponderá a doble barra principal con barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para ocho posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 220/110 kV, la conexión de la nueva línea 1x110 kV El Pimiento – Monte Blanco, la conexión de la nueva línea 1x110 kV El Pimiento – El Lazo, 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 a aproximadamente 25 km al sur de la subestación Seccionadora Lo Aguirre, siguiendo el trazado de la línea 1x220 kV Seccionadora Lo Aguirre – Alto Melipilla, dentro de un radio de 4 km respecto de ese punto.

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

patios respectivos, adecuación de protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

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

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

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así 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.

3.2.3.2 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 18.034.166 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 288.547 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.3.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Nueva S/E Monte Blanco y Nueva S/E El Lazo” y “Nueva Línea 1x110 kV El Pimiento – Monte Blanco, Nueva Línea 1x110 kV El Pimiento – El Lazo y Nueva Línea 1x110 kV Monte Blanco – El Lazo”, individualizadas en los numerales 4.2.9 y 4.2.10, ambas del Sistema E, del presente Informe.

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

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

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

SISTEMA A

El Sistema A comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Parinacota y Escondida del Sistema Eléctrico Nacional.

El siguiente cuadro presenta la obra de ampliación necesaria para el Sistema A de Transmisión Zonal.

Tabla 4.1: Obras de Ampliación del Sistema A

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietario	Ejecución
1	Seccionamiento Línea 1x66 kV Chapiquiña – Arica en S/E Parinacota	24	1.939.005	26	Engie Energía Chile S.A.	Obligatoria

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

4.1.1 SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV CHAPIQUIÑA-ARICA EN S/E PARINACOTA

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Chapiquiña – Arica en la subestación Parinacota. Para estos efectos, el proyecto deberá considerar las posiciones asociadas a la obra “Ampliación en S/E Parinacota (BS)”, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Chapiquiña – Arica en dicha subestación, con sus respectivos paños de conexión.

Además, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Parinacota, 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, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.1.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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 1.939.005 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 31.024 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.1.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Parinacota (BS)”, individualizada en el numeral 3.1.1 del presente Informe.

4.1.1.5 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 4.2: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Seccionamiento Línea 1x66 kV Chapiquiña - Arica

Instalación	Propietario
Línea 1x66 kV Chapiquiña – Arica	Engie Energía Chile S.A.

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 la obra de ampliación necesaria para el Sistema B de Transmisión Zonal.

Tabla 4.3: 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 Casas Viejas (NTR ATMT)	24	4.603.448	30	CGE Transmisión 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 CASAS VIEJAS (NTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Casas Viejas, mediante la instalación de un nuevo transformador 110/13,2 kV y 10 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 110 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 1x110 kV Marbella – Quínquimo en dicha subestación con sus respectivos paños de conexión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 13,2 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para nuevos alimentadores y el paño 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. 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 4.603.448 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 73.655 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA C

El Sistema C comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Quillota y Cerro Navia del Sistema Eléctrico Nacional.

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

Tabla 4.4: Obras de Ampliación del Sistema C

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietario	Ejecución
1	Seccionamiento Circuito N°1 Línea 2x110 kV Agua Santa - Laguna Verde en S/E Los Placeres y Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Tap Placeres - Los Placeres	24	4.237.769	26	Chilquinta Transmisión S.A.	Obligatoria

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

4.1.1 SECCIONAMIENTO CIRCUITO N°1 LÍNEA 2X110 KV AGUA SANTA – LAGUNA VERDE EN S/E LOS PLACERES Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X110 KV TAP PLACERES - LOS PLACERES

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento del circuito N° 1 de la línea 2x110 kV Agua Santa – La Pólvara en la subestación Los Placeres, completando los paños de las líneas 1x110 kV Agua Santa – Los Placeres y 1x110 kV La Pólvara – Los Placeres, reutilizando, cuando sea posible, la infraestructura existente y manteniendo su configuración de barra simple.

Adicionalmente, el proyecto contempla el aumento de capacidad de línea comprendido entre la subestación Los Placeres y Tap Placeres 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, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.1.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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 4.237.769 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 67.804 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

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 4.5: 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 Mariscal (NTR ATMT)	24	4.070.862	32	CGE Transmisión 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 MARISCAL (NTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Mariscal mediante la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto contempla la ampliación de la barra N° 1 e instalaciones comunes en el patio de 110 kV de la subestación cuya configuración corresponde a barra principal seccionada, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la sala de celdas de 12 kV, en configuración barra simple más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) celdas para 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 dos celdas de interconexión a las barras de media tensión existentes y espacio para seis (6) celdas para nuevos alimentadores.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. 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. 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 4.070.862 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 65.134 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 4.6: 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 Leyda (NTR ATMT)	24	3.551.969	33	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
2	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Buin - Linderos	24	2.167.299	38	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Hospital (RTR ATMT)	24	3.997.906	29	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E La Estrella (BS)	36	886.107	49	Eólica La Estrella SpA	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)	48	7.315.048	29	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
6	Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)	48	7.315.048	29	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
7	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Viñedos - San Fernando (CGE)	36	1.634.570	39	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
8	Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Viñedos - San Fernando (Transec)	36	1.783.872	41	Transec S.A.	Obligatoria
9	Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Los Viñedos - Tinguiririca y Ampliación en S/E Tinguiririca	36	2.624.728	29	Transec S.A.	Obligatoria
10	Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1X66 kV San Fernando – Teno	24	4.307.376	27	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
11	Ampliación en S/E Los Maquis (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue - Talca	24	5.179.740	25	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
12	Ampliación en S/E Nueva Cauquenes (IM)	18	1.602.554	48	CGE Transmisión S.A.	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 LEYDA (NTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Leyda mediante la instalación de un nuevo transformador 110/13,2 kV y 20 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Caga (CDBC), y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la sala de celdas de 13,2 kV, en configuración barra simple seccionada, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro (4) celdas para alimentadores, la celda de conexión del transformador antes mencionado, la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para banco de condensadores y la construcción de una celda acopladora con remonte de barras para la interconexión con las celdas existentes.

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

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

4.1.1.2 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 adjudicación de la licitación respectiva.

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 3.551.969 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 56.831 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV LINDEROS – BUIN

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV entre la subestación Buin y la futura subestación Linderos. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor por un conductor que permita una capacidad de transmisión de, al menos, 58 MVA a 35°C con sol.

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

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

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

4.1.2.2 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 2.167.299 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 34.677 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Seccionadora Linderos”, individualizada en el numeral 4.2.1 del Sistema E del presente Informe.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E HOSPITAL (RTR ATMT)

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Hospital mediante el reemplazo del actual transformador 66/15 kV y 10 MVA utilizado actualmente como reserva en frío, por un nuevo equipo de transformación 66/15 kV y 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

Además, el proyecto contempla completar el paño asociado a la línea 1x66 kV Tap Hospital – Hospital en el extremo de subestación Hospital, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente, y manteniendo su configuración de 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. 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 3.997.906 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 63.966 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E LA ESTRELLA (BS)

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

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

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

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

4.1.4.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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.

4.1.4.3 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 886.107 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 14.178 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Litueche y Nueva Línea 2x110 kV Litueche – La Estrella”, individualizada en el numeral 4.2.3 del Sistema E del presente Informe.

4.1.4.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto

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

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

Tabla 4.7: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E La Estrella (BS)

Instalación	Propietario
S/E La Estrella	Eólica La Estrella SpA

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E FUENTECILLA (NBPS+BT) Y NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATAT)

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo patio de 154 kV en la subestación Fuentecilla, en configuración barra principal seccionada y barra de transferencia, con una capacidad de barra 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 posiciones, de manera de permitir la conexión de un nuevo equipo de transformación 154/66 kV, la construcción de un paño seccionador de barra, la construcción de un acoplador de barra, la conexión de la obra nueva “Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla – Malloa Nueva” y espacio con terreno nivelado para dos futuros paños para nuevos proyectos de la zona.

Adicionalmente, el proyecto incluye un nuevo transformador 154/66 kV de 75 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 ampliación de la barra principal y barra de transferencia e instalaciones comunes del patio de 66 kV, cuya configuración corresponde a barra principal y barra de transferencia, para un nuevo paño, de manera de permitir la 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.

4.1.5.2 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 7.315.048 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 117.041 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 Línea 2x154 kV Fuentecilla – Malloa Nueva”, individualizada en el numeral 4.2.4 del Sistema E del presente Informe.

4.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E PUQUILLAY (NBPS+BT) Y NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATAT)

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo patio de 154 kV en la subestación Puquillay, en configuración barra principal seccionada y barra de transferencia, con una capacidad de barra 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 posiciones, de manera de permitir la conexión de un nuevo equipo de transformación 154/66 kV, la construcción de un paño seccionador de barra, la construcción de un acoplador de barra, la conexión de la obra nueva “Nueva Línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos” y espacio con terreno nivelado para dos futuros paños para nuevos proyectos de la zona.

Adicionalmente, el proyecto incluye un nuevo transformador 154/66 kV de 75 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 ampliación de la barra principal y barra de transferencia e instalaciones comunes del patio de 66 kV, cuya configuración corresponde a barra principal y barra de transferencia, para un nuevo paño, de manera de permitir la 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.

4.1.6.2 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 7.315.048 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 117.041 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Los Viñedos – San Fernando (CGE)”, “Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Los Viñedos – San Fernando (Transelect)”, “Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Los Viñedos – Tinguiririca y Ampliación en S/E Tinguiririca”, “Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos” y “Nueva Línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos”, individualizadas en los numerales 4.1.7, 4.1.8, 4.1.9, 4.2.5 y 4.2.6, todas del Sistema E del presente Informe.

4.1.7 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV LOS VIÑEDOS – SAN FERNANDO (CGE)

4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV entre la subestación San Fernando y la futura subestación Los Viñedos. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor por un conductor que permita una 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 primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

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

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

4.1.7.2 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.

4.1.7.3 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 1.634.570 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 26.153 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.7.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)”, “Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Los Viñedos – San Fernando (Transelec)”, “Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Los Viñedos – Tinguiririca y Ampliación en S/E Tinguiririca”, “Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos” y “Nueva Línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos”, individualizadas en los numerales 4.1.6, 4.1.8, 4.1.9, 4.2.5 y 4.2.6, todas del Sistema E del presente Informe.

4.1.8 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X66 KV LOS VIÑEDOS – SAN FERNANDO (TRANSELEC)

4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x66 kV entre la subestación San Fernando y la futura subestación Los Viñedos, generada a partir del seccionamiento de la línea 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando en subestación Los Viñedos, asociada a la obra “Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos”. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor por un conductor que permita una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol.

A su vez, el proyecto considera la conexión de esta línea en el patio de 66 kV de la subestación San Fernando, reutilizando, cuando sea posible, la infraestructura asociada a los paños de los

transformadores 154/66 kV de dicha subestación, junto con el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

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

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

4.1.8.2 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.

4.1.8.3 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 1.783.872 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 28.542 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 las obras “Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)”, “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Los Viñedos – San Fernando (CGE)”, “Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Los Viñedos – Tinguiririca y Ampliación en S/E Tinguiririca”, “Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos” y “Nueva Línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos”, individualizadas en los numerales 4.1.6, 4.1.7, 4.1.9, 4.2.5 y 4.2.6, todas del Sistema E del presente Informe.

4.1.9 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X154 KV LOS VIÑEDOS – TINGUIRIRICA Y AMPLIACIÓN EN S/E TINGUIRIRICA

4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x154 kV entre la subestación Tinguiririca y la futura subestación Los Viñedos, generada a partir del seccionamiento de la línea 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando en Los Viñedos, asociada a la obra “Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos”. El aumento de capacidad se realizará mediante el

cambio del actual conductor por un conductor que permita una capacidad de transmisión de, al menos, 178 MVA a 35°C con sol.

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

Adicionalmente, el proyecto contempla el cambio de acometida del circuito que resulta del seccionamiento de la línea 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando, la cual se encuentra actualmente conectada al patio de 154 kV en subestación Tinguiririca, de forma tal que dicho circuito se conecte al patio de 220 kV de dicha subestación, en configuración interruptor y medio, completando la media diagonal disponible en el patio 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, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.9.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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.

4.1.9.3 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 2.624.728 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 41.996 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.9.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)”, “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Los Viñedos – San Fernando (CGE)”, “Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Los Viñedos – San Fernando (Transec)”, “Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos” y “Nueva Línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos”, individualizadas en los numerales 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8, 4.2.5 y 4.2.6, todas del Sistema E del presente Informe.

4.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E CHIMBARONGO (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV SAN FERNANDO – TENO

4.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Chimbarongo, 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 construcción de una nueva barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, para cinco posiciones, de manera de permitir la conexión de los equipos de transformación existentes con sus respectivos paños de conexión, el nuevo equipo de transformación y el seccionamiento de la línea 1x66 kV San Fernando – Teno en dicha subestación, con sus respectivos paños de conexión, reutilizando, cuando sea posible, la infraestructura existente.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres (3) paños para nuevos alimentadores y el paño de conexión del 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, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.10.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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.

4.1.10.3 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 4.307.376 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 68.918 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E LOS MAQUIS (NBPS+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X66 KV ITAHUE – TALCA

4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes y la construcción de una nueva barra de transferencia en el patio de 66 kV de la subestación Los Maquis, tal que su configuración corresponda a barra principal seccionada y barra de transferencia, extendiendo las barras principales en siete posiciones, de manera de permitir la conexión de un transformador de poder 66/13,2 kV, el seccionamiento de la línea 2x66 kV Itahue – Talca, la construcción de un paño seccionador de barra, la construcción de un paño acoplador y la conexión de nuevos proyectos en la zona, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente.

Adicionalmente, el proyecto contempla el seccionamiento de la línea 2x66 kV Itahue – Talca en la subestación Los Maquis, mediante la construcción de cuatro nuevos paños en 66 kV en la nueva configuración de la subestación.

Además, el proyecto considera el aumento de capacidad de la subestación Los Maquis mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,2 kV y 20 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Finalmente, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio en 13,2 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.

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

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

4.1.11.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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 5.179.740 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 82.876 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES (IM)

4.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

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

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

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

4.1.12.2 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 adjudicación de la licitación respectiva.

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 1.602.554 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 25.641 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.12.4 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.

Dicha constatación será realizada por parte de la Comisión Nacional de Energía a petición del interesado, la cual dará la indicación al Coordinador Eléctrico Nacional del cumplimiento del requisito.

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 la obra de ampliación necesaria para el Sistema F de Transmisión Zonal.

Tabla 4.8: 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 Paillaco (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Llolelhue – Los Lagos	24	4.468.137	27	Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda	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 PAILLACO (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV LLOLELHUE – LOS LAGOS

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Paillaco, 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 conexión 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 posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación existente con su respectivo paño de conexión, el nuevo equipo de transformación y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Llolelhue – Los Lagos, en la subestación Paillaco, con sus respectivos paños de conexión, reutilizando, cuando sea posible, la infraestructura existente.

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 nuevos alimentadores y el paño de conexión del 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.

4.1.1.2 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 adjudicación de la licitación respectiva.

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 4.468.137 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 71.490 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2 OBRAS NUEVAS

SISTEMA C

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

Tabla 4.9: Obra Nueva del Sistema C

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Pachacama	30	9.823.657	28	Obligatoria

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

4.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA PACHACAMA

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Pachacama, mediante la conexión de las líneas 2x110 kV La Calera – Tap Pachacama, 2x110 kV Las Vegas – Tap Pachacama y 2x110 kV San Pedro – Tap Pachacama, con sus respectivos paños de línea y patio en 110 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para la conexión de las líneas mencionadas en la subestación Pachacama, manteniendo al menos, las características técnicas de las líneas de transmisión que se seccionan.

La configuración del patio de 110 kV de la subestación Pachacama corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol y deberá considerar espacio en barra y plataforma para 10 posiciones, de manera de permitir la conexión de las líneas mencionadas, la construcción de un paño seccionador de barras, 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, 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 4 km respecto al actual Tap Pachacama.

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

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

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

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

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.1.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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.

4.2.1.3 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 9.823.657 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 157.179 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA E

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

Tabla 4.10: Obras Nuevas del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Linderos	30	16.328.493	29	Obligatoria
2	Nueva S/E Seccionadora El Guindal	30	9.344.832	29	Obligatoria
3	Nueva S/E Litueche y Nueva Línea 2x110 kV Litueche - La Estrella	36	12.614.193	31	Obligatoria
4	Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla - Malloa Nueva	48	15.018.091	33	Obligatoria
5	Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos	36	30.129.430	32	Obligatoria
6	Nueva Línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos	48	18.744.920	34	Obligatoria
7	Nueva S/E Seccionadora Las Delicias	36	16.463.244	31	Obligatoria
8	Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén	36	13.330.071	27	Obligatoria
9	Nueva S/E Monte Blanco y Nueva S/E El Lazo	36	13.019.586	30	Obligatoria
10	Nueva Línea 1x110 kV El Pimiento - Monte Blanco, Nueva Línea 1x110 kV Monte Blanco - El Lazo y Nueva Línea 1x110 kV El Lazo - El Pimiento	36	14.909.139	33	Obligatoria

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

4.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA LINDEROS

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Linderos, mediante el seccionamiento de las líneas 2x154 kV Alto Jahuel – Punta de Cortés y 1x66 kV Fátima – Buin, 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 Linderos, 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 trasmisión de, al menos, 58 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol.

La configuración del patio de 154 kV de la subestación Linderos 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 Alto Jahuel – Punta de Cortés, 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 nuevos 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, 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 Fátima – Buin, 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, el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos 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 a aproximadamente 6,6 km al sur de la subestación Alto Jahuel, siguiendo el trazado de la línea 2x154 kV Alto Jahuel – Punta de Cortés, dentro de un radio de 3 km respecto de ese punto.

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

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

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada,

haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

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

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.1.2 Entrada en operación

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

4.2.1.3 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 16.328.493 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 261.256 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 “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Linderos – Buin”, individualizada en el numeral 4.1.2 del Sistema E del presente Informe.

4.2.2 NUEVA S/E SECCIONADORA EL GUINDAL

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada El Guindal, mediante el seccionamiento de la línea 2x110 kV Codegua – Sauzal, asociada al proyecto “Nueva S/E Codegua” individualizado en el decreto exento Nº 231, de 27 de agosto 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, con sus respectivos paños de línea y patios en 110 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la

instalación de un transformador de 110/15 kV de 30 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

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

La configuración del patio de 110 kV de la subestación El Guindal corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barra y plataforma para ocho posiciones, de manera de permitir el seccionamiento de la actual línea 2x110 kV Codegua – Sauzal, la conexión del transformador de poder 110/15 kV, la construcción de un paño seccionador de barras, la construcción de un paño acoplador y la conexión de nuevos proyectos en la zona. Además, el patio de 110 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.

Además, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose, al menos, seis (6) celdas para alimentadores, la celda para la conexión del transformador de 110/15 kV antes mencionado, la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para banco de condensadores y la construcción de una celda para servicios auxiliares.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 12 km al norte de la subestación Sauzal, siguiendo el trazado de la actual línea 2x110 kV Alto Jahuel – Sauzal, dentro de un radio de 3 km respecto de ese punto.

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

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

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

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en

la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

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 9.334.832 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 149.517 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.3 NUEVA S/E LITUECHE Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV LITUECHE – LA ESTRELLA

4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Litueche, con patios de 110 kV y 13,8 kV. A su vez el proyecto considera la instalación de un transformador 110/13,8 kV de 15 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños en ambos niveles de tensión.

La configuración del patio de 110 kV de la subestación Litueche 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 110/13,8 kV, la conexión de la nueva línea 2x110 kV Litueche – La Estrella, la construcción de un paño acoplador y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose, al menos, dos (2) paños para alimentadores y la conexión del transformador de poder 110/13,8 kV antes mencionado.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 3 km respecto de la intersección de las rutas I-146 e I-80-G, al sur de la localidad de Litueche.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos 90 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Litueche y la subestación La Estrella, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

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

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

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

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

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.3.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 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 12.614.193 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 201.827 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 La Estrella (BS)”, individualizada en el numeral 4.1.4 del Sistema E del presente Informe.

4.2.4 NUEVA LÍNEA 2X154 KV FUENTECILLA – MALLOA NUEVA

4.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 154 kV y, al menos, 150 MVA de capacidad de transmisión a 35°C con sol, para cada circuito, entre el nuevo patio de 154 kV de la subestación Fuentecilla y la subestación Malloa Nueva, 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.

4.2.4.2 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 adjudicación de la licitación respectiva.

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 15.018.091 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 240.289 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.4.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)”, individualizada en el numeral 4.1.5 del Sistema E del presente Informe.

4.2.5 NUEVA S/E SECCIONADORA LOS VIÑEDOS

4.2.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Los Viñedos, mediante el seccionamiento de las líneas 2x154 kV Punta de Cortés – Tinguiririca, 1x66 kV Placilla – San Fernando y 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando, con sus respectivos paños de línea y patios en 220 kV, 154 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores de 220/154 kV de 300 MVA de capacidad más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y dos transformadores de 154/66 kV de 75 MVA de capacidad, todos con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en sus niveles de tensión correspondientes.

En particular, para el seccionamiento de la línea 2x154 kV Punta de Cortés – Tinguiririca, deberá considerarse que uno de los circuitos resultantes de la nueva línea entre la subestación Los Viñedos y la subestación Tinguiririca será energizada en 220 kV, asociada a la obra “Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Los Viñedos – Tinguiririca y Ampliación en S/E Tinguiririca”, por lo cual dicho circuito deberá conectarse en el patio de 220 kV de la subestación Los Viñedos , generando este seccionamiento una nueva línea 2x154 Punta de Cortés – Los Viñedos, una nueva línea 1x220 kV Los Viñedos – Tinguiririca y una nueva línea 1x154 kV Los Viñedos – Tinguiririca.

Asimismo, en el caso del seccionamiento de la línea 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando, deberá considerarse que la nueva línea entre la subestación Los Viñedos y la subestación San Fernando será energizada en 66 kV, utilizando además el segundo circuito que se encuentra tendido en dicha línea en el extremo hacia la subestación San Fernando, asociado a la obra “Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Los Viñedos – San Fernando (Transec)”, por lo cual dicha línea en doble circuito deberá conectarse en el patio de 66 kV de la subestación Los

Viñedos, generando este seccionamiento una nueva línea 1x154 kV Tinguiririca – Los Viñedos y una nueva línea 2x66 kV Los Viñedos – San Fernando.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de las líneas antes mencionadas en la subestación Los Viñedos, manteniendo, al menos, las características técnicas de la línea 2x154 kV Punta de Cortés – Tinguiririca. Por su parte, la capacidad del enlace para el seccionamiento de la línea 1x66 kV Placilla – San Fernando debe mantener, al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona en el tramo Placilla – Los Viñedos y, debe ser tal que permita una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol para el tramo Los Viñedos – San Fernando. En el caso del seccionamiento de la línea 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando, el enlace asociado al tramo resultante en doble circuito Los Viñedos – San Fernando, energizado en 66 kV, debe ser tal que permita una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA por circuito a 35°C con sol, mientras que el enlace en simple circuito asociado al tramo resultante Tinguiririca – Los Viñedos, energizado en 154 kV, debe ser tal que permita una capacidad de transmisión de, al menos 178 MVA a 35°C con sol.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Los Viñedos corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barra y plataforma para tres diagonales, de manera de permitir la conexión del circuito Los Viñedos – Tinguiririca energizado en 220 kV, la conexión del banco autotransformadores de poder 220/154 kV y la conexión de nuevos proyectos en la zona. Además, el patio de 220 kV deberá contar con espacio con terreno nivelado para una futura diagonal. 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 doble barra principal y barra de transferencia, con capacidad de, al menos, 1.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barra y plataforma para once posiciones, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 2x154 kV Punta de Cortés – Tinguiririca, para los tres circuitos que permanecerán energizados en 154 kV, la conexión del banco de autotransformadores de poder de 220/154 kV, la conexión de los dos transformadores de poder 154/66 kV, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador, la conexión del tramo resultante Los Viñedos – Tinguiririca del seccionamiento de la línea 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando y la conexión de la línea asociada a la obra “Nueva línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos”.

A su vez, la configuración del patio de 66 kV corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barra y plataforma para ocho posiciones, de manera de permitir la conexión de los dos circuitos resultantes del seccionamiento de la línea 1x66 kV Placilla – San Fernando, la conexión de los dos circuitos del seccionamiento de la línea 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando, energizado en 66 kV, la

conexión de los dos transformadores de poder 154/66 kV, la construcción de un paño seccionador y la construcción de un paño acoplador de barras.

La subestación se deberá emplazar a, aproximadamente, 2 km al norte de la subestación Tinguiririca, siguiendo el trazado de la línea 2x154 kV Punta de Cortés – Tinguiririca, dentro de un radio de 1,5 km respecto de ese punto.

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

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

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

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

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.5.2 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 adjudicación de la licitación respectiva.

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 30.129.430 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 482071 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.5.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)”, “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Los Viñedos – San Fernando (CGE)”, “Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Los Viñedos – San Fernando (Transec)”, “Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Los Viñedos – Tinguiririca y Ampliación en S/E Tinguiririca” y “Nueva Línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos”, individualizadas en los numerales 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8, 4.1.9 y 4.2.6, todas del Sistema E del presente Informe.

4.2.6 NUEVA LÍNEA 2X154 KV PUQUILLAY – LOS VIÑEDOS

4.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 154 kV y, al menos, 150 MVA de capacidad de transmisión a 35°C con sol, para cada circuito, entre el nuevo patio de 154 kV de la subestación Puquillay y la nueva subestación Los Viñedos, 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.

4.2.6.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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 18.744.920 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 299.919 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 Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)”, “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Los Viñedos – San Fernando (CGE)”, “Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Los Viñedos – San Fernando (Transec)”, “Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Los Viñedos – Tinguiririca y Ampliación en S/E Tinguiririca” y “Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos”, individualizadas en los numerales 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8, 4.1.9 y 4.2.5, todas del Sistema E del presente Informe.

4.2.7 NUEVA S/E SECCIONADORA LAS DELICIAS

4.2.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Las Delicias, mediante el seccionamiento de la línea 2x220 kV Dichato – Cauquenes, con sus respectivos paños de línea y patio en 220 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 220/66 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 la línea mencionada en la subestación Las Delicias, 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 Las Delicias corresponderá a interruptor y medio con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barra y plataforma para tres diagonales, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 2x220 kV Dichato – Cauquenes, la conexión del transformador de poder 220/66 kV, la conexión de un nuevo proyecto en la zona y terreno nivelado para dos futuras diagonales para 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, el

espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos y el terreno nivelado indicado.

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 barra y plataforma para siete posiciones, de manera de permitir la conexión de la nueva línea 2x66 kV Las Delicias – Coiquén, la conexión del transformador de poder 220/66 kV, la construcción del paño acoplador, la conexión de un futuro transformador de poder 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, el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos y el terreno nivelado indicado.

La futura subestación se deberá emplazar aproximadamente a 50 km de la subestación Dichato siguiendo el trazado de la línea, dentro de un radio de 3 kilómetros 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 de 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

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

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así 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.

4.2.7.2 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 adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 16.463.244 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 263.412 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.7.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén”, individualizada en el numeral 4.2.8 del Sistema E del presente Informe.

4.2.8 NUEVA S/E COIQUÉN Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV LAS DELICIAS - COIQUÉN

4.2.8.1 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, la obra 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 transformación 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, 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 seis posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 66/23 kV, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Coiquén – Las Delicias, 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, se contempla 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 doble circuito en 66 kV y, al menos, 46 MVA de capacidad de transmisión por circuito a 35°C con sol, entre la subestación Coiquén y la subestación Las Delicias, 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 facilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.8.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 13.330.071 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 213.281 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.8.4 Licitación

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

4.2.9 NUEVA S/E MONTE BLANCO Y NUEVA S/E EL LAZO

4.2.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Monte Blanco, con patios en 110 kV y 12 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 110/13,8 kV de 30 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La configuración del patio de 110 kV de la subestación Monte Blanco corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barra y plataforma para cuatro posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/13,8 kV, la conexión de la nueva línea 1x110 kV El Pimiento – Monte Blanco, la construcción del paño seccionador y la construcción del paño acoplador. 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.

Además, la subestación Monte Blanco considera la construcción de una nueva sala de celdas de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose al menos, cuatro (4) paños para alimentadores, la celda de conexión del nuevo transformador antes mencionada, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de una celda para servicios auxiliares.

La subestación se deberá emplazar, aproximadamente, dentro de un radio de 7 km respecto de la subestación El Paico, al norte de la ruta G-78.

Adicionalmente, el proyecto también considera la construcción de una nueva subestación, denominada El Lazo, con patios en 110 kV y 12 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 110/12 kV de 50 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La configuración del patio de 110 kV de la subestación El Lazo corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barra y plataforma para cuatro posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/12 kV, la conexión de la nueva línea 1x110 kV El Pimiento – El Lazo, la construcción del paño seccionador y la construcción del paño acoplador. 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.

Además, la subestación El Lazo considera la construcción de una nueva sala de celdas de 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose al menos, cuatro (4) paños para alimentadores, la celda de conexión del nuevo transformador antes mencionada, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de una celda para servicios auxiliares.

La subestación se deberá emplazar, aproximadamente, dentro de un radio de 6 km respecto de la subestación Malloco, al poniente de la ruta G-78.

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

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

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

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así 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.

4.2.9.2 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.

4.2.9.3 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 13.019.586 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 208.313 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.9.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Nueva S/E Seccionadora El Pimiento” y “Nueva Línea 1x110 kV El Pimiento – Monte Blanco, Nueva Línea 1x110 kV El Pimiento – El Lazo y Nueva Línea 1x110 kV Monte Blanco – El Lazo”, individualizadas en los numerales 3.2.3 y 4.2.10 del Sistema E, del presente Informe.

4.2.10 NUEVA LÍNEA 1X110 KV EL PIMIENTO – MONTE BLANCO, NUEVA LÍNEA 1X110 KV EL PIMIENTO – EL LAZO Y NUEVA LÍNEA 1X110 KV MONTE BLANCO – EL LAZO

4.2.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de simple circuito en 110 kV y, al menos, 100 MVA de capacidad de transmisión a 35°C con sol, entre la nueva subestación seccionadora El Pimiento y la nueva subestación Monte Blanco, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de simple circuito en 110 kV y, al menos, 100 MVA de capacidad de transmisión a 35°C con sol, entre la nueva subestación seccionadora El Pimiento y la nueva subestación El Lazo, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto también considera la construcción de una nueva línea de transmisión de simple circuito en 110 kV y, al menos, 100 MVA de capacidad de transmisión a 35°C con sol, entre la nueva subestación seccionadora Monte Blanco y la nueva subestación El Lazo, 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.

4.2.10.2 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 14.909.139 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 238.546 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.10.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Seccionadora El Pimiento” y “Nueva S/E Monte Blanco y Nueva S/E El Lazo”, individualizadas en los numerales 3.2.3 y 4.2.9 del Sistema E, del presente Informe.

5 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD

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

Tabla 5.1: Obras de Expansión Establecidas con Anterioridad que deberán ser modificadas.

N°	Decreto	Obra
1	4/2019	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV
2	185/2021	Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)
3	185/2021	Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 kV Coiquén – Hualte

5.1 DECRETO 4/2019

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

5.1.1.1 Modificaciones

Reemplácese el contenido del literal a. del numeral 1.1 " NUEVA LÍNEA 2X500 KV ENTRE RÍOS - CIRUELOS, ENERGIZADA EN 220 KV" del artículo segundo, por el siguiente:

"El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 kV, entre la subestación Entre Ríos y la subestación Ciruelos, con una capacidad de 1700 MVA por circuito a 35° C con sol y sus respectivos paños de conexión en los patios de 220 kV en las subestaciones antes mencionadas.

En la subestación Ciruelos, la nueva línea deberá utilizar dos de los espacios disponibles de acuerdo a lo fijado mediante decreto exento N° 422, de 9 de agosto de 2017, del Ministerio de Energía, que fija el plan de expansión del sistema de transmisión nacional para los doce meses siguientes y en sus respectivas bases y proceso de licitación.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, acometida de línea, entre otros."

5.1.1.2 Justificación

La modificación a la obra obedece al surgimiento de nuevos antecedentes obtenidos como consecuencia del avance del Estudio de Franjas al que se encuentra sometida la obra en cuestión, los que fueron remitidos a esta Comisión mediante Oficio Ordinario N°1667 del Ministerio de Energía, del 30 de diciembre de 2021.

En dicha comunicación se entregan elementos suficientes respecto de las ventajas de modificar la descripción de la obra original, de modo tal que no se fije su conexión a la S/E Río Malleco, en atención a las dificultades ambientales y socioculturales de alta sensibilidad, lo que podría poner en riesgo la materialización posterior de la obra en tiempo y forma.

Por su parte, los análisis desarrollados por esta Comisión muestran que es factible modificar el alcance de la obra en el sentido señalado, sin comprometer su objetivo final, cual es conectar las subestaciones Entre Ríos y Ciruelos mediante una nueva línea de transmisión.

5.2 DECRETO 185/2021

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

5.2.1.1 Modificaciones

Reemplácese el párrafo primero del literal a. del numeral 2.3.19. "AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)" del artículo 1., por el siguiente:

"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, de manera de permitir la conexión de la línea 1x220 kV Epuleufu – Celulosa Pacífico, la conexión de la línea 1x220 kV La Invernada – Celulosa Pacífico y la conexión, de al menos, un nuevo proyecto en la zona."

Reemplácese el literal c. del numeral 2.3.19. "AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)" del artículo 1, por el siguiente:

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 3.685.208 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 58.963 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América."

Reemplácese en el Nº 19 de la Tabla Nº 4: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión E, del numeral 2.3 Sistema E del artículo 1, lo siguiente:

- a. En la columna "V.I. Referencial USD", la cifra "2.870.929" por "3.865.208";
- b. En la columna "C.O.M.A. Referencial USD", la cifra "45.935" por "58.963"; y

En la columna "Vida Útil años", la cifra "24" por "25".

5.2.1.2 Justificación

La modificación a la obra obedece esencialmente a la búsqueda de eficiencias constructivas que permitan contar con nuevos puntos de conexión al sistema eléctrico en instalaciones que serán intervenidas con motivo del desarrollo de obras de expansión en los sistemas de transmisión.

5.3 DECRETO 299/2021

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

5.3.1.1 Modificaciones

Reemplácese la obra de expansión descrita en el numeral 2.5 del artículo primero por la obra descrita en el numeral 4.2.8 del presente informe técnico, en términos de su título, descripción, fecha de entrada en operación, valor de inversión referencial y condiciones para su licitación y adjudicación.

5.3.1.2 Justificación

La modificación a la obra obedece a la búsqueda de eficiencias derivadas de la incorporación de la obra “Nueva S/E Las Delicias”, descrita en el numeral 4.2.7 del presente informe, la que permite abastecer la futura S/E Coiquén desde esta nueva instalación mediante la construcción de una línea de menor longitud que la originalmente contemplada, además de ofrecer mejores condiciones de seguridad para el abastecimiento de las demandas de la zona.

6 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

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

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

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

Donde, para las fórmulas anteriores:

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

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

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

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

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

7 METODOLOGÍA APLICADA AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN

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

7.1 OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN

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

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

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

7.2 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN

En conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley y en el artículo 70 del Reglamento de Planificación, la Comisión consideró para el presente Plan de Expansión un horizonte de planificación de, al menos, 20 años, considerando su inicio en el mes de abril de 2021.

7.3 ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

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

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

En conformidad a lo dispuesto en la Ley y en el Reglamento de Planificación, en el presente plan se consideró la **información sobre criterios y variables ambientales y territoriales** proporcionados por el Ministerio de Energía en el informe remitido mediante Oficio Ord. N° 325, de 30 de marzo de 2021, denominado “Criterios y Variables Ambientales y Territoriales para la Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2021”, en adelante: “Informe VAT 2021”. 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 2021 (IAA 2021); la Guía de Orientación para los Estudios de Franjas de Transmisión Eléctrica y el Estudio de Cuencas, así como también los Modelos de Análisis Espacial REC (restricciones, exclusiones y condiciones) y TAT (variables técnicas, ambientales y territoriales).

A continuación, se presentan dos figuras que resumen el conjunto de variables ambientales (Figura 7.1) y territoriales (Figura 7.2) consideradas en la elaboración del Informe VAT 2021.

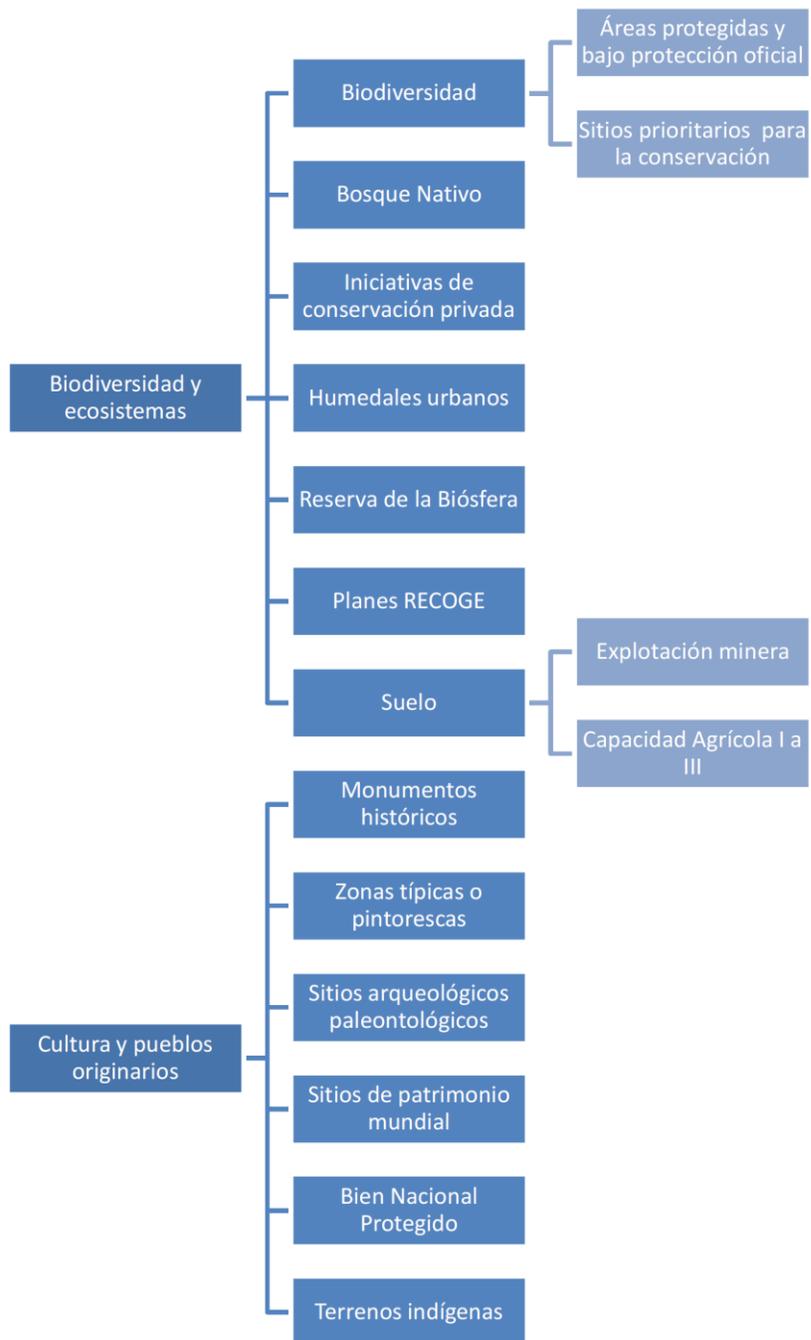


Figura 7.1: Variables ambientales consideradas en el Informe VAT 2021

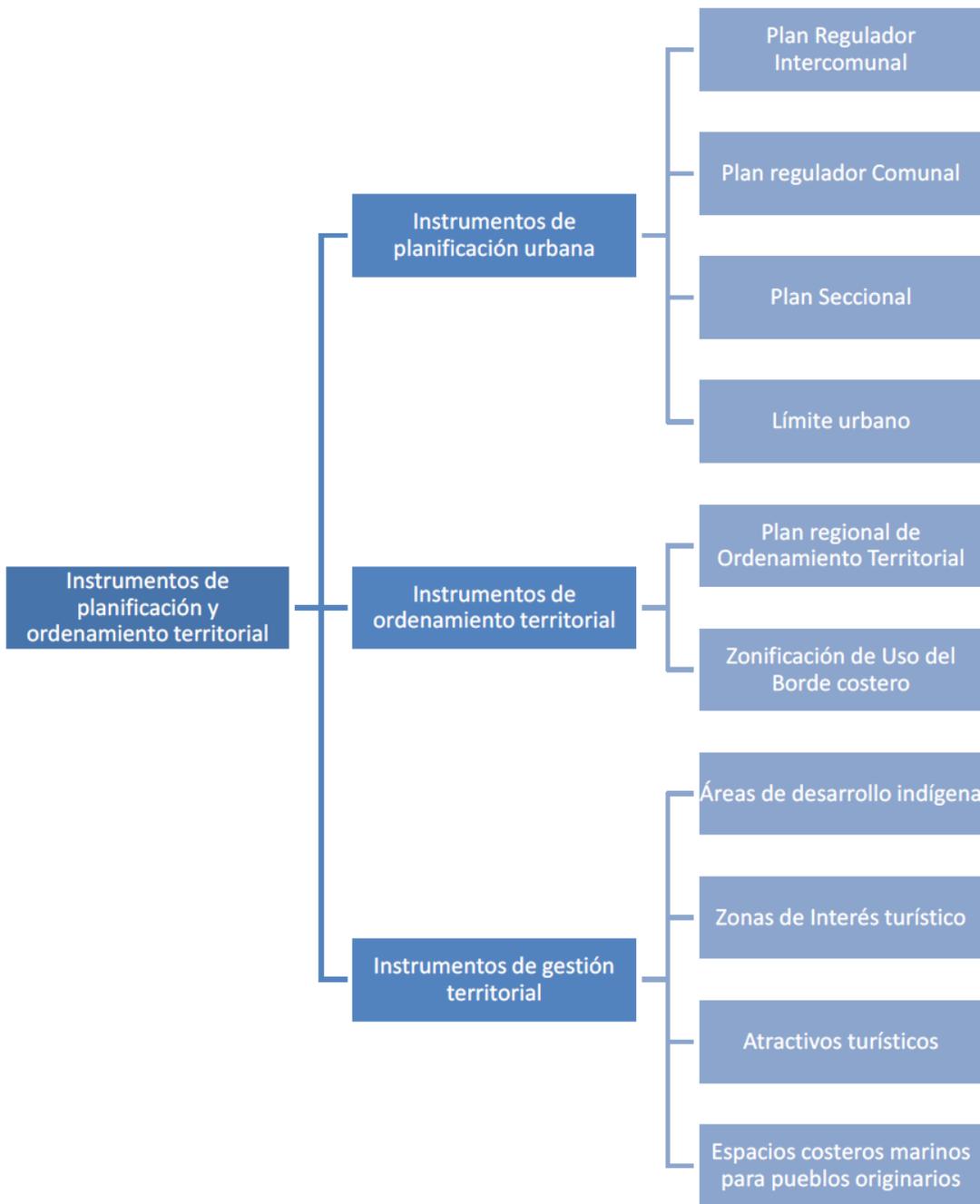


Figura 7.2: Variables territoriales consideradas en el Informe VAT 2021

La información anterior se utilizó en la etapa del proceso de planificación denominada “Etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos”, regulada en el Artículo 90 del Reglamento de Planificación, superponiendo la información de infraestructura energética instalada en el territorio nacional (generación, transmisión, etc.) a los distintos niveles de información asociados a las variables ambientales y territoriales antes mencionadas, para luego utilizar el resultado de dicha superposición como referencia respecto al emplazamiento de tales

elementos existentes. Este proceso se realizó de manera iterativa, en función de las características de cada uno de los proyectos y variables analizadas en el presente proceso, buscando minimizar la interacción entre ellos, de manera de viabilizar el emplazamiento y ejecución de los proyectos.

Por su parte, se consideraron los **objetivos de eficiencia energética** contenidos en el IAA 2021 de la PELP. Estos objetivos se incorporaron considerando dos casos de aplicación de medidas de eficiencia energética: (i) un escenario base, que aplica para las trayectorias de demanda baja y media, en el cual se considera el escenario de referencia utilizado para construir la meta de carbono neutralidad⁴ y que toma como principales medidas aquellas contenidas en la Ley N° 21.305, Sobre Eficiencia Energética; y (ii) un escenario de aplicación intensiva de medidas de eficiencia, el que aplica al escenario de demanda alta, y que también responde fuertemente a la meta de carbono neutralidad.

7.3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

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

En particular, para este Informe Técnico Preliminar, se utilizó la información contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2020-2040⁵, en adelante “Informe de Demanda”. De dicho informe se obtuvieron las proyecciones de demanda asociadas a clientes regulados y libres, las que se aplicaron para los primeros años del horizonte. En particular, en los escenarios de demanda baja, durante los primeros cuatro años, se utiliza la demanda energética del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2020-2040, mientras que en los escenarios de demanda media y alta solo se utiliza durante los dos primeros años. Luego, para los siguientes años, se realizó un ejercicio de proyección de la demanda de clientes regulados y libres, para lo cual se utilizaron los montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la PELP.

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

Tabla 7.1: Demanda de energía del SEN

Año	Demanda Baja [GWh]	Demanda Media [GWh]	Demanda Alta [GWh]
2021	73.941	73.941	73.941
2022	77.787	77.787	77.787
2023	80.578	80.773	81.538

⁴ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf

⁵ Aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 31, de 28 de enero de 2020.

Año	Demanda Baja [GWh]	Demanda Media [GWh]	Demanda Alta [GWh]
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
2040	108.286	126.557	144.319
2041	110.169	130.274	149.602

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

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

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

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

Esto tiene por objeto no introducir distorsiones exógenas en la distribución de flujos de potencia en zonas específicas del sistema, las que podrían generar la aparición de energía no suministrada de manera sistemática y creciente en el horizonte de análisis. Es necesario indicar que la relocalización de demanda considera las zonas del país en las cuales se desarrollan las actividades o industrias que generalmente corresponden a clientes industriales, y en ningún caso implica la modificación de los montos de energía indicados en la Tabla .

7.3.3 PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Corresponde a las obras de transmisión decretadas en planes de expansión anteriores, los proyectos de generación y transmisión que hayan sido declarados en construcción por la Comisión, de acuerdo con lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley, y aquellos proyectos de generación comprometidos, de acuerdo con lo señalado en la letra d. del artículo 78 del Reglamento de Planificación⁶.

7.3.3.1 Proyectos de Transmisión Decretados en Planes de Expansión

En el presente proceso de planificación fueron consideradas las obras del Sistema de Transmisión Nacional contenidas en los siguientes decretos de expansión:

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

⁶ El artículo 78° letra d. del Reglamento de la Planificación establece que los proyectos comprometidos son aquellos "...proyectos de generación que se encuentren comprometidos en virtud de las licitaciones de suministro para clientes regulados y aquellos cuyos titulares hubiesen suscrito contratos para el suministro de clientes libres, que se hayan comunicado a la Comisión al inicio del Proceso de Planificación, según los criterios que defina la Comisión".

-
7. Decreto Exento N° 422 del Ministerio de Energía, de 9 de agosto de 2017, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes.

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

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

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

1. Decreto Exento N° 293, del Ministerio de Energía, del 29 de octubre de 2018, y sus modificaciones posteriores, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2017.
2. Decreto Exento N° 4, del Ministerio de energía, del 3 de enero de 2019, y sus modificaciones posteriores, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2017.
3. Decreto Exento N° 198, del Ministerio de Energía, del 05 de agosto de 2019, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2018.
4. Decreto Exento N° 231, del Ministerio de Energía, del 27 de agosto de 2019, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2018.
5. Decreto Exento N° 163, del Ministerio de Energía, del 01 de septiembre de 2020, que revoca parcialmente Decreto N° 231 Exento, de 2019, del Ministerio de Energía, que fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del Plan de Expansión del año 2018, en lo referido a la obra que indica
6. Decreto Exento N° 171, del Ministerio de Energía, del 07 de septiembre de 2020, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2019.
7. Decreto Exento N° 185, del Ministerio de Energía, del 24 de septiembre de 2020, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2019.
8. Decreto Exento N° 185, del Ministerio de Energía, del 31 de agosto de 2021, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar

su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2020.

9. Decreto Exento N° 229, del Ministerio de energía, del 17 de noviembre de 2021, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2020.

7.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción

Se han considerado como antecedente para el presente plan de expansión aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 171 de la Comisión, de 31 de mayo de 2021, las que se singularizan en la misma resolución.

7.3.3.3 Proyectos Comprometidos

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

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

Tabla 7.2: Proyectos de generación comprometidos

Central	Barra Sistema	Tipo	Potencia Instalada [MW]	Fecha de Ingreso
Los Vientos Reconvertida	Las Vegas 110	GNL	110	dic-22
Los Vientos Reconvertida Aumento	Las Vegas 110	GNL	120	dic-23
CEME1	Miraje 220	Solar	480	dic-23
Caman	Cerros de Huichahue 220	Eólica	150	ene-22
Cerro Tigre	Cerro Tigre 220	Eólica	184.8	jul-21
Tchamma	Pallata 220	Eólica	155.4	jul-21
Escondido	Cardones 220	Solar	145	ene-21
Alena	Los Angeles 154	Eólica	84	ene-21
Ckani	El Abra 220	Eólica	108	oct-21
Valle Escondido	Cardones 220	Solar	105	jul-21
Pampa Tigre	Tigre 220	Solar	100	jul-21
Puelche Sur	Frutillar Norte 220	Eólica	152.4	nov-21
Llanos del Viento	O Higgins 220	Eólica	156.1	ago-21
Meseta de Los Andes	Los Maquis 220	Solar	138	dic-21
Sol de Los Andes	Diego de Almagro 110	Solar	89.4	jun-21

Central	Barra Sistema	Tipo	Potencia Instalada [MW]	Fecha de Ingreso
La Estrella	Litueche 110	Eólico	50	dic-20
Lomas de Duqueco	Duqueco 220	Eólica	57.4	nov-20
Parque Eólico Malleco	Rio Malleco 220	Eólica	135.1	nov-20
Parque Eólico Malleco II	Rio Malleco 220	Eólica	137.9	nov-20
Parque Eólico Negrete	Negrete 066	Eólica	36	nov-20
Parque Solar Punta del Viento	Punta Colorada 220	Solar	165	dic-23
Parque Eólico San Rarinco	Santa Fe CMPC 220	Eólica	99	dic-23
Sol de Vallenar - Fase II	Algarrobal 220	Solar	250	dic-23
Parque Eólico Punta de Talca	La Cebada 220	Eólica	86.4	may-23

7.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

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

En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el “Informe de Actualización de Antecedentes 2021 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022⁷”, en adelante e indistintamente “IAA 2021”, emitido en diciembre de 2021 por el Ministerio de Energía, el cual tiene como objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N° 92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018, que aprueba Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018 – 2022.

En concreto, y en conformidad a lo que se establece en el artículo 76 del Reglamento de Planificación, la consideración de la PELP en el proceso de planificación se traduce en la consideración de sus Escenarios Energéticos (EE) para la construcción de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT). En este sentido, el artículo 83° de la Reglamento de Planificación, establece que:

“La Comisión deberá ajustar cada uno de los Escenarios Energéticos definidos por el Ministerio en la Planificación Energética, definiendo la capacidad de expansión de generación y de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, así como su localización en las distintas barras del Sistema Eléctrico para la conformación de los EGPT. Para dichos efectos, deberá considerar la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión mediante una metodología debidamente justificada en el informe técnico.

⁷ Disponible en: <https://energia.gob.cl/pelp/repositorio>

Cada EGPT deberá contener los respectivos polos de desarrollo de su correspondiente Escenario Energético...”.

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

Es importante señalar que en el IAA 2021, dentro del factor “disposición social de proyectos”, se incluyeron los compromisos asociados al Plan de Descarbonización de la Matriz Energética impulsado por el Gobierno de Chile⁸, el cual contempla el retiro inicial de once unidades generadoras a carbón al año 2024⁹ (2106 MW), el cese total de la generación eléctrica en base a carbón al año 2040 y la carbono neutralidad al año 2050. De esta forma, para dar cuenta de las posibles trayectorias de intensidad de retiro de centrales a carbón, se generaron tres posibles tendencias, las que fueron asociadas a cada uno de los Escenarios Energéticos en forma particular.

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

Para la conformación de los cinco EGPT, esta Comisión consideró el parque de generación existente, la fecha estimada de entrada en operación de los proyectos declarados en construcción, los proyectos comprometidos, y los nuevos proyectos de generación que harán su ingreso al sistema conforme los resultados de los escenarios de generación de la PELP. Con respecto a este último punto, es relevante mencionar que en su IAA 2021 de la PELP se consideraron proyectos de generación asociados a licitación de terrenos fiscales, los cuales fueron incorporados en cada uno de los EGPT, de acuerdo a lo señalado en la Tabla 7.3.

Tabla 7.3: Proyectos de generación con motivo de las licitaciones de terrenos fiscales.

Central	Barra Sistema	Tipo	Potencia instalada [MW]	Fecha de Ingreso
Arica_Solar	Parinacota 220	Solar	26	ene-23
Sur_Viejo	Lagunas 220	Solar	93	ene-23
Almonte	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	75	ene-22
Pica	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	90	ene-23
Pintados	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	77	ene-22
Salar_de_Huasco	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	30	ene-23
Wara_III	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	45	ene-23
Solar_Toro	Parinas 220	Solar	56	ene-24

⁸ Ver <https://energia.gob.cl/mini-sitio/plan-de-descarbonizacion-de-la-matriz-electrica>

⁹ Actualizado a diciembre de 2021, de acuerdo con lo indicado en el IAA 2021 de la PELP.

Central	Barra Sistema	Tipo	Potencia instalada [MW]	Fecha de Ingreso
Aguas_Blancas_2	Los Changos 220	Solar	72	ene-21
Alfa_Solar	Crucero 220	Solar	854	ene-24
PF_Tocopilla	María Elena 220	Solar	428	ene-22
PF_Quillagua	Quillagua 220	Solar	90	ene-22
Lascar	Kimal 220	Solar	65	ene-22
Carrera_Pinto_II	Cumbre 220	Solar	50	ene-23
Guanaco_Solar	Diego de Almagro 110	Solar	77	ene-24
Eolica_Marmoleras	Kimal 220	Eólica	150	ene-27
Eolica_Pampa_Fidelia	Parinas 500	Eólica	920	ene-27
Eolica_Horizonte	Parinas 220	Eólica	980	ene-24
Eolica_Lomas_de_Taltal	Parinas 220	Eólica	353	ene-26
Eolica_Nolana	Parinas 220	Eólica	280	ene-26
Eolica_Pampa_Yolanda	Parinas 220	Eólica	532	ene-27
Total		Solar	2128	
Total		Eólica	3215	

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

Para efectos de lo anterior, el Ministerio de Energía proporcionó a la CNE la formulación de los escenarios de generación resultantes del IAA 2021 de la PELP, los cuales fueron adaptados por esta Comisión mediante el uso del mismo software¹⁰ con el cual el Ministerio de Energía realiza la proyección de la oferta de generación en el IAA 2021, pero adaptando la modelación¹¹ en los principales elementos que diferencian las simulaciones desarrolladas en el proceso PELP y la planificación de la transmisión, de modo de mejorar la consistencia entre los resultados obtenidos en dichos procesos.

Por último, esta Comisión verificó el cumplimiento de los requerimientos de energía renovable no convencional incorporados a la Ley General de Servicios Eléctricos en virtud de la Ley N° 20.698, respecto de los cinco EGPT que resultaron de los ajustes antes mencionados.

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

7.3.4.1 Ajuste por demanda

Para el presente proceso de planificación de la transmisión, el ajuste por demanda se realizó mediante el uso de un modelo de optimización de inversiones de generación-transmisión, el

¹⁰ AMEBA: <http://www.ameba.clouds/>

¹¹ Por ejemplo: la cantidad y diseño de los bloques de demanda, la representación de centrales eólicas y solares, entre otras variables.

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 2021, se procedió a ajustar una serie de características del parque de generación inicial (base), y también se cargaron las proyecciones de demanda y precios de combustibles a utilizar en el proceso de planificación de la transmisión, para obtener así una mayor consistencia entre el proceso de ajuste del parque generador y las simulaciones desarrolladas en el resto del proceso de expansión de la transmisión.

Tras realizar los ajustes indicados en el párrafo anterior se procedió a ejecutar el software de optimización de inversiones, obteniendo EGPT preliminares (primer ajuste por demanda). Los resultados de este primer ajuste por demanda se resumen en la Tabla 7.4.

Tabla 7.4: Potencia instalada (MW) PELP y EGPT preliminares (primer ajuste por demanda)

2020-2041	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5
PELP	14.552	27.839	21.101	9.414	32.316
EGPT Preliminar	14.103	18.133	14.943	9.390	24.267
Diferencia	450	9.706	6.158	24	8.048

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

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

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

Dado lo anterior, se realizó una aproximación simple en base a la estadística de ingreso de centrales de punta durante los últimos 5 años al parque generador existente, incorporando

grupos de estas centrales cada 5 años a partir del año 2025, de acuerdo con lo indicado en la Tabla 7.5.

Tabla 7.5: Instalación de potencia de punta (MW) - segundo ajuste por demanda

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

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

Tabla 7.6: Resumen de modificación de potencia instalada (MW) por escenario de generación

2020-2041	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5
PELP	14.552	27.839	21.101	9.414	32.316
EGPT Preliminar	14.103	18.133	14.943	9.390	24.267
Central Punta	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080
EGPT	15.183	19.213	16.023	10.470	25.347
Diferencia¹² (PELP - ITP)	-630	8.626	5.078	-1.056	6.968

7.3.4.2 Distribución del parque de generación

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

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

1. Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).
2. Estado de los proyectos que, de acuerdo a lo informado por el Coordinador Eléctrico Nacional, y en conformidad a la Resolución Exenta N° 154 de 2017 y sus modificaciones posteriores, que establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos, a la fecha tienen puntos de conexión pendientes, los que fueron otorgados por los antiguos CDEC, previo a la entrada en vigencia de la Ley N° 20.936.
3. Propuesta anual de expansión de la transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional y sus complementos, correspondientes al año 2021.
4. Antecedentes presentados por empresas, relativos a proyectos en estudio.
5. Planes de expansión de la transmisión precedentes.

¹² Valores negativos indican incremento en la potencia instalada en el EGPT respecto al escenario de la PELP.

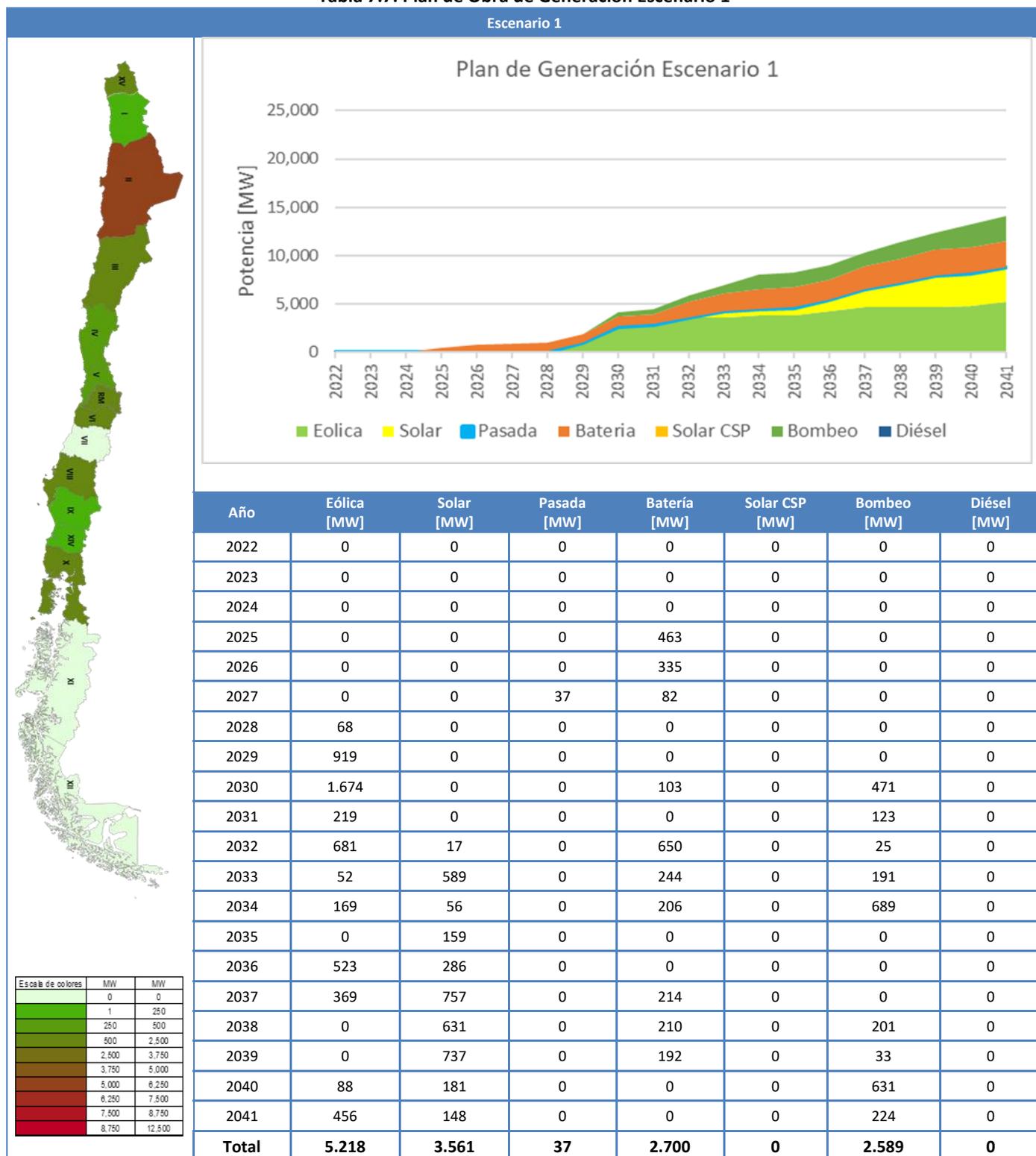


Finalmente, como resultado de las consideraciones, análisis y ajustes descritos anteriormente, se obtuvieron los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión, los cuales se indican en los numerales siguientes:

7.3.4.3 Escenario 1

El plan de obra de generación denominado “Escenario 1” considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja y una proyección de precios de combustibles fósiles medio. Este escenario considera una proyección baja para los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales eólicas y fotovoltaicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante señalar que en este escenario las baterías entran en operación a partir del año 2025, mientras que las centrales de bombeo lo hacen en el año 2030, alcanzándose un desarrollo importante de ambas tecnologías.

Tabla 7.7: Plan de Obra de Generación Escenario 1



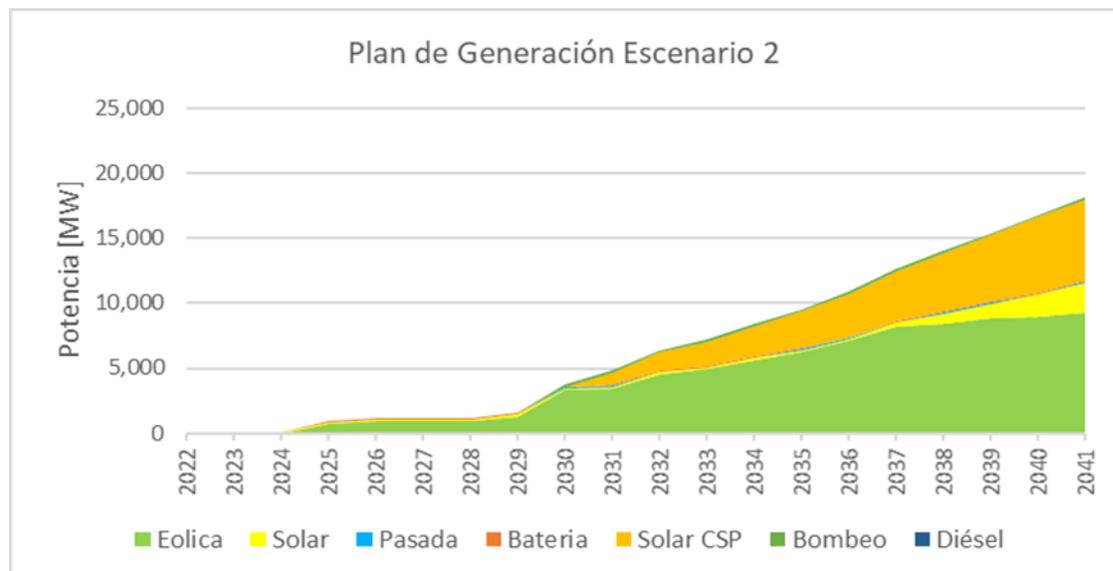


7.3.4.4 Escenario 2

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

Tabla 7.8: Plan de Obra de Generación Escenario 2

Escenario 2



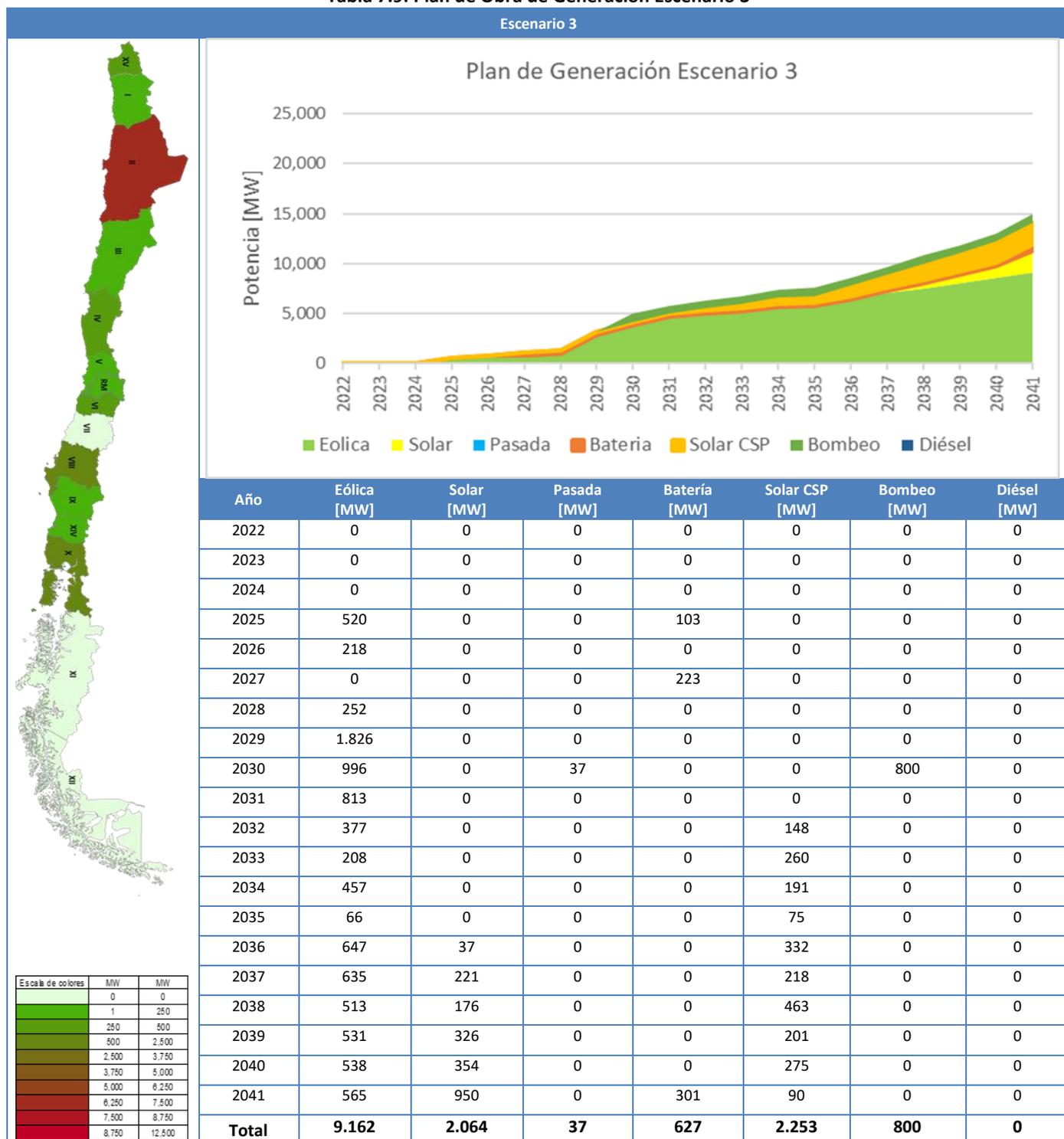
Año	Eólica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Bateria [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	Diésel [MW]
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	113	0	0	0	0	0
2025	710	35	0	83	0	0	0
2026	202	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	37	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0
2029	395	0	0	0	0	0	0
2030	2.003	0	0	0	0	182	0
2031	134	0	0	0	951	0	0
2032	1.121	0	0	0	440	0	0
2033	344	0	0	0	420	0	0
2034	716	0	9	0	490	0	0
2035	627	0	23	0	493	0	0
2036	824	0	0	0	526	0	0
2037	1.124	122	0	0	528	0	0
2038	232	485	0	0	623	0	0
2039	391	396	0	0	579	0	0
2040	132	537	0	0	769	0	0
2041	307	633	0	0	400	0	0
Total	9.262	2.321	69	83	6.219	182	0



7.3.4.5 Escenario 3

El plan de obra de generación denominado “Escenario 3” considera una proyección de demanda de energía eléctrica media y una proyección de precios de combustibles fósiles baja. Este escenario considera una proyección media de evolución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante mencionar que en el año 2025 hacen ingreso baterías al sistema.

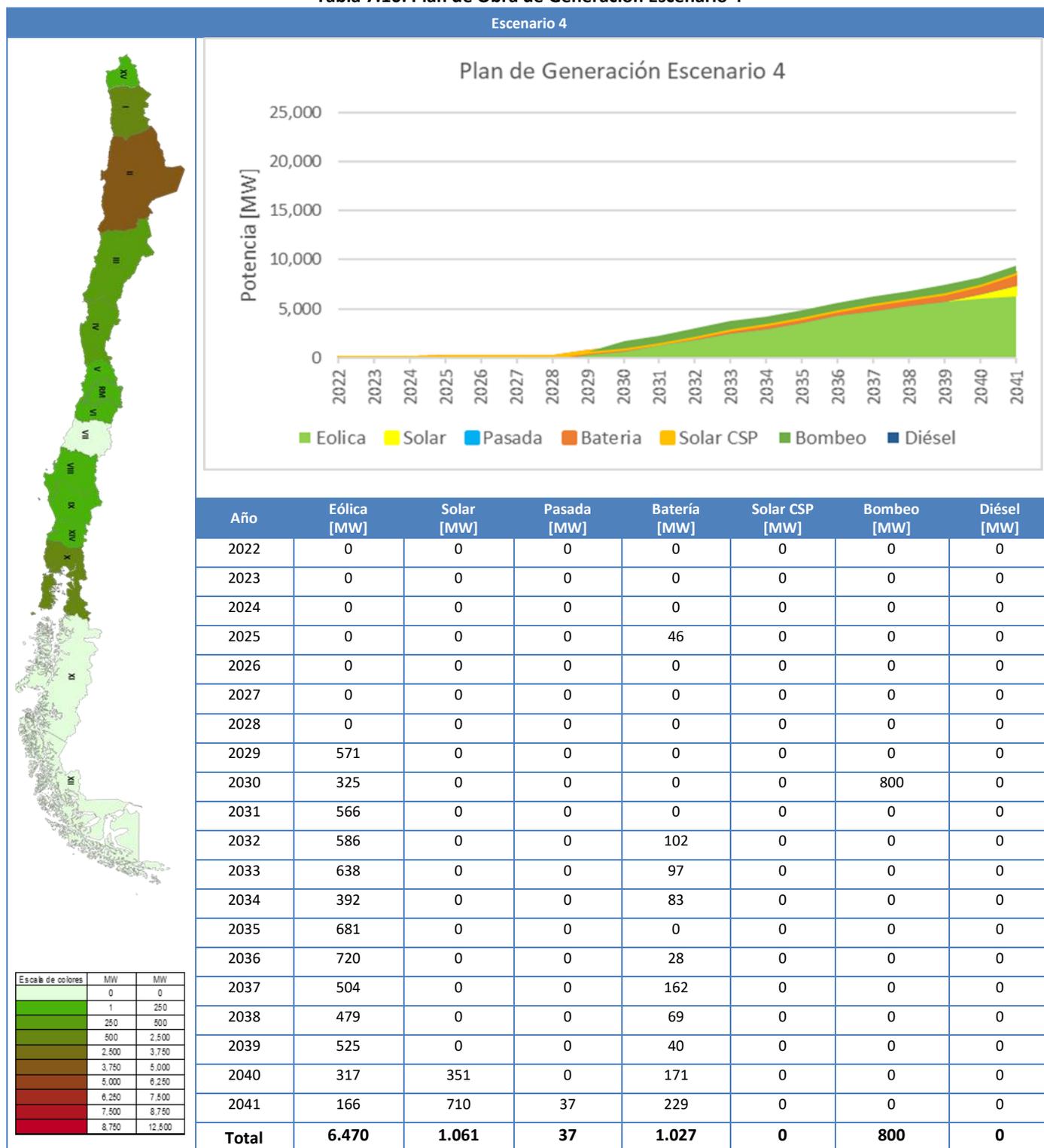
Tabla 7.9: Plan de Obra de Generación Escenario 3



7.3.4.6 Escenario 4

El plan de obra de generación denominado “Escenario 4” considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja y una proyección de precios de combustibles fósiles baja. Este escenario considera una proyección alta en cuanto a la disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas y eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante mencionar que en el año 2025 hacen ingreso baterías al sistema.

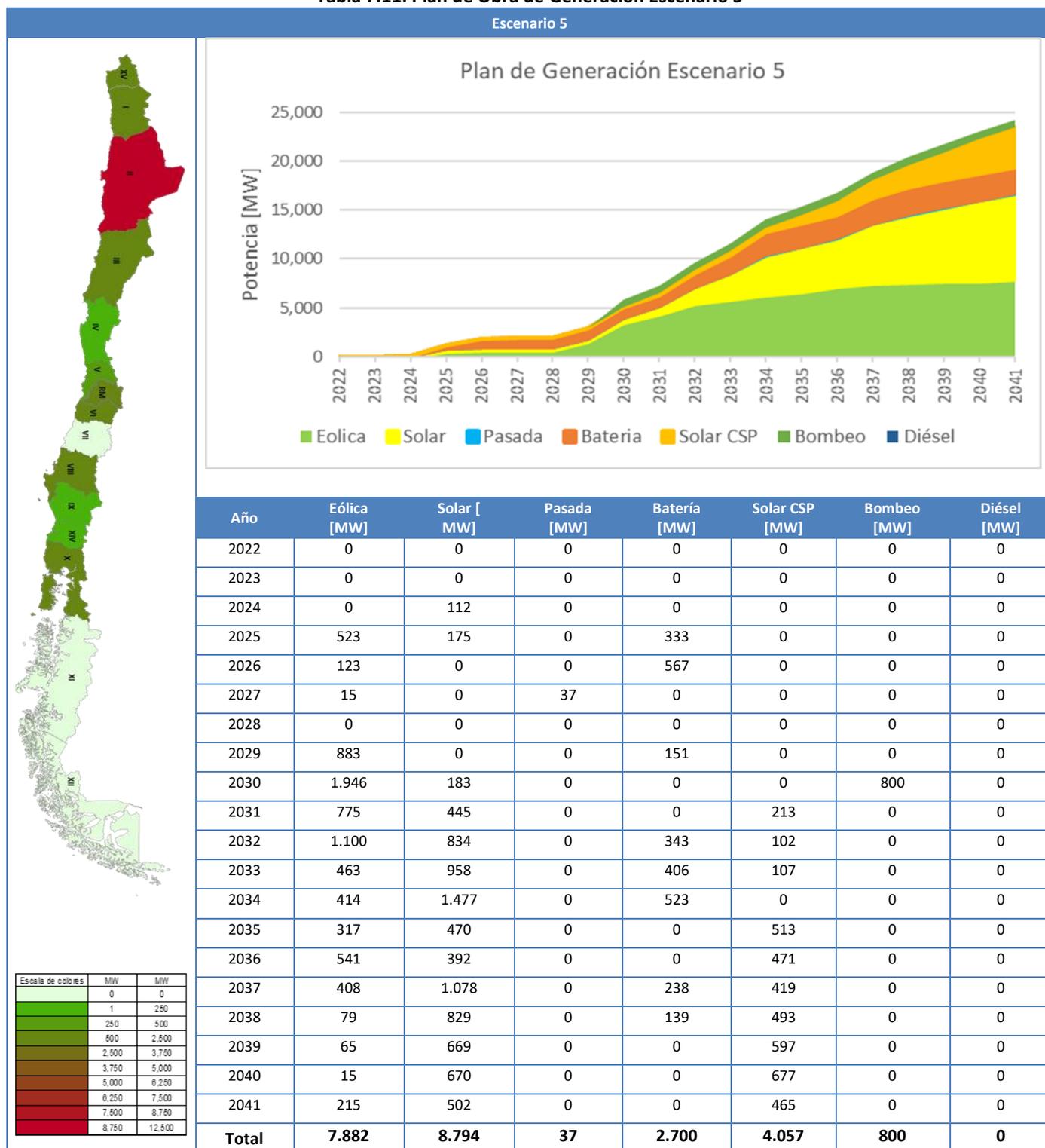
Tabla 7.10: Plan de Obra de Generación Escenario 4



7.3.4.7 Escenario 5

El plan de obra de generación denominado “Escenario 5” considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta y una proyección de precios de combustibles fósiles alta. Este escenario considera una proyección baja en cuanto a la disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas, eólicas y termosolares, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante señalar que las baterías entran en operación a partir del año 2025 en este escenario, alcanzando un desarrollo importante de esta tecnología.

Tabla 7.11: Plan de Obra de Generación Escenario 5



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

Tabla 7.12: Resumen de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (Preliminares)¹³

Tecnología	Escenario 1 [MW]	Escenario 2 [MW]	Escenario 3 [MW]	Escenario 4 [MW]	Escenario 5 [MW]
Eólica	5.218	9.262	9.162	6.470	7.882
Solar	3.561	2.321	2.064	1.061	8.794
Pasada	37	69	37	37	37
Batería	2.700	83	627	1.027	2.700
Termosolar	0	6.219	2.253	0	4.057
Bombeo	2.589	182	800	800	800
Diésel	0	0	0	0	0
TOTAL	14.105	18.136	14.943	9.395	24.270

7.3.4.8 Cumplimiento de la Ley 20.698

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

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

7.3.5 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

En conformidad a lo establecido en el literal a del artículo 78 del Reglamento de Planificación, las proyecciones de precios de los combustibles utilizadas en el presente plan corresponde a las siguiente: para los primeros 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 2021, aprobado mediante Resolución Exenta N° 35, de 01 de febrero de 2021¹⁴, extendiéndose a partir del año 2031 el vector de precios de acuerdo a las tasas de

¹³ No se incluye la generación diésel de la Tabla en este resumen, pero los EGPT definitivos si lo consideran.

¹⁴ 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 2021 es la misma utilizada en el primer semestre.

crecimiento consideradas en la PELP para los distintos combustibles. Los siguientes cuadros muestran el costo del GNL, Carbón y Crudo Brent utilizado en la modelación de la operación del SEN.

Tabla 7.13: Costo del GNL usado en la modelación del SEN

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2021	7.525	7.525	7.525
2022	7.522	7.522	7.522
2023	7.560	7.560	7.560
2024	7.670	7.670	7.670
2025	7.929	7.929	7.929
2026	8.210	8.210	8.210
2027	8.386	8.386	8.386
2028	8.488	8.488	8.488
2029	8.502	8.502	8.502
2030	8.449	8.449	8.449
2031	8.486	8.453	8.416
2032	8.556	8.494	8.422
2033	8.655	8.559	8.448
2034	8.735	8.612	8.470
2035	8.769	8.622	8.452
2036	8.814	8.643	8.445
2037	8.855	8.668	8.453
2038	8.894	8.692	8.459
2039	8.944	8.719	8.460
2040	8.991	8.744	8.460

Tabla 7.14: Costo del Carbón usado en la modelación del SEN¹⁵

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2021	74.747	74.747	74.747
2022	73.937	73.937	73.937
2023	73.02	73.02	73.02
2024	72.787	72.787	72.787
2025	72.554	72.554	72.554
2026	72.586	72.586	72.586
2027	72.768	72.768	72.768
2028	72.167	72.167	72.167
2029	71.945	71.945	71.945

¹⁵ Precio del carbón térmico 6350 [kcal/kg]

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2030	71.751	71.751	71.751
2031	73.372	72.922	72.100
2032	74.594	73.838	72.459
2033	75.838	74.836	73.008
2034	76.961	75.708	73.422
2035	78.054	76.560	73.835
2036	79.091	77.398	74.308
2037	80.066	78.156	74.672
2038	80.996	78.912	75.110
2039	81.885	79.648	75.566
2040	82.663	80.313	76.025

Tabla 7.15: Costo del Crudo Brent usado en la modelación del SEN¹⁶

Año	Precio Alto [USD/bbl]	Precio Medio [USD/bbl]	Precio Bajo [USD/bbl]
2021	62.451	62.451	62.451
2022	64.852	64.852	64.852
2023	66.21	66.21	66.21
2024	67.894	67.894	67.894
2025	69.648	69.648	69.648
2026	71.307	71.307	71.307
2027	72.532	72.532	72.532
2028	74.139	74.139	74.139
2029	75.721	75.721	75.721
2030	76.839	76.839	76.839
2031	78.621	78.139	77.246
2032	79.954	79.156	77.679
2033	81.300	80.265	78.347
2034	82.521	81.233	78.846
2035	83.712	82.179	79.338
2036	84.836	83.109	79.909
2037	85.902	83.951	80.336
2038	86.913	84.791	80.858
2039	87.877	85.608	81.403
2040	88.712	86.346	81.964

¹⁶ Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI.

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

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

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

7.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico

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

i. Determinación de perfiles solares para cada zona

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

Para efectos de la confección del perfil característico de la zona 3 se utilizó el perfil de la zona 2, el que se ponderó con un factor mensual calculado en base a la radiación solar GHI (*Global Horizontal Irradiance*) de las localidades de Polpaico (Centro) y Los Varones (Sur), obtenidos desde el Explorador de Energía Solar del Ministerio de Energía¹⁷.

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

¹⁷ Explorador Solar. URL: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

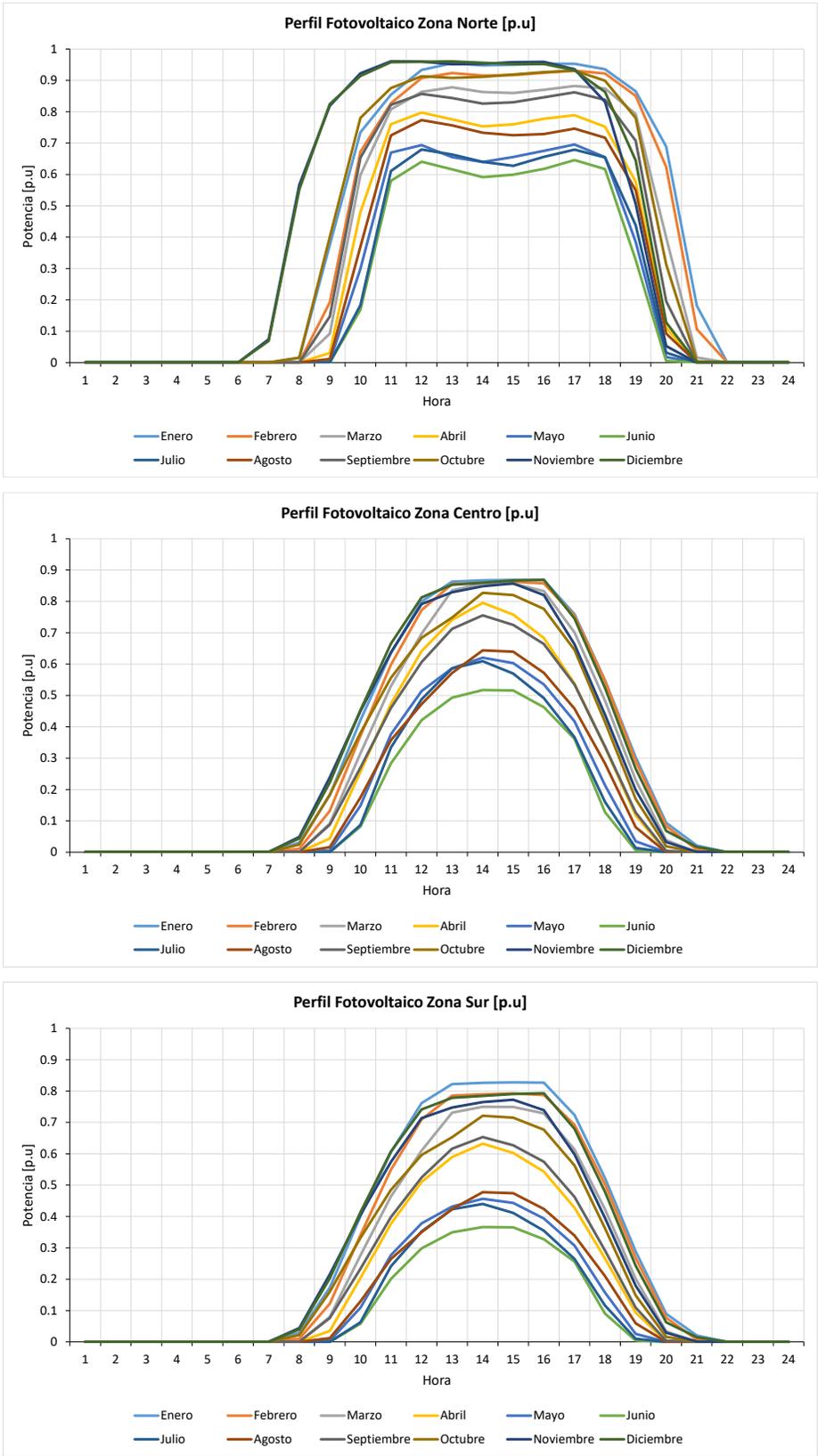


Figura 7.3: Perfil fotovoltaico para las distintas zonas

ii. Representación de perfiles solares en estructura de bloques

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

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

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

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

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

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

Lo anterior da lugar a una tabla con datos mensuales y horarios como los que se aprecian en la Tabla 7.16, en la cual se han destacado en color rojo aquellas horas en que la central CSP inyectaría más energía al sistema, y en color blanco las horas del día en las que una fracción de la energía sería almacenada para su posterior utilización en las otras horas del día.

Tabla 7.16: Potencia complementaria para cada mes-hora

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

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

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

7.3.6.2 Representación de Centrales Eólicas en Modelo de Despacho Económico

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

i. Serie de tiempo del recurso primario

Para el modelamiento de las centrales eólicas, tanto existentes como en construcción y comprometidas, se extrajo la información del recurso primario a partir de las series de tiempo contenidas en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía, considerando una serie histórica de 37 años¹⁸, y a partir de la altura del aerogenerador, dato que fue obtenido desde el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de no contar con la información necesaria en el Explorador Eólico antes referido, se utilizó una aproximación al valor más cercano disponible.

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

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

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

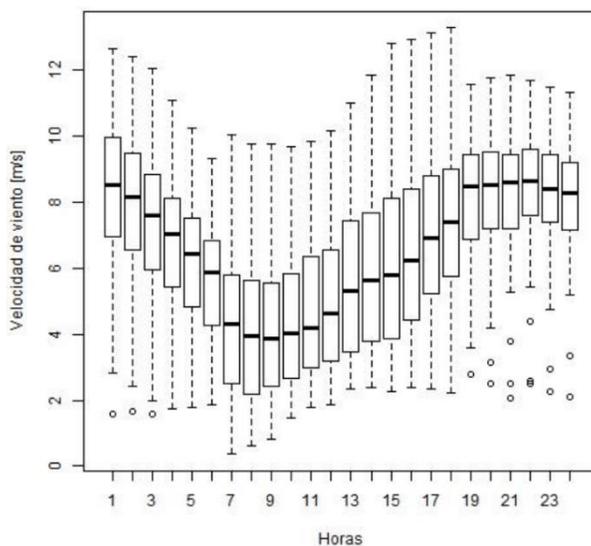


Figura 7.4: Velocidad del viento durante el día para Central Canela – mes enero

ii. Transformación del recurso primario en potencia eléctrica

La potencia que puede entregar una turbina eólica está determinada por la ecuación presentada a continuación, donde se puede apreciar que el factor que incide de mayor forma

¹⁸ Los datos de la serie de tiempo entre el periodo comprendido por los años 1980 y 2016 corresponden a una reconstrucción estadística.

en el valor de la potencia es la velocidad del viento. Un factor asociado a la construcción es el del área de barrido del rotor, por lo que con el paso del tiempo se han ido construyendo rotores con diámetro cada vez más grande.

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

Donde:

P : Potencia eólica generada.

ρ : Densidad del aire en la altura a evaluar.

A : Área del rotor.

v : Velocidad de viento.

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

Por otra parte, existen trabajos¹⁹ en los cuales se consideran, como efectos a tomar en cuenta para la transformación de potencia-velocidad del parque equivalente, la eficiencia del arreglo (efecto de reducción de velocidad debido a tener turbinas aguas arriba), velocidad de corte, efectos topográficos, promediado espacial, disponibilidad de recurso (de acuerdo con la ubicación de la turbina, ya sea costa o interior) y pérdidas eléctricas (alrededor del 3%). La Figura 7.5 muestra el comportamiento de la característica potencia-velocidad del parque eólico, tanto para el caso en que este se encuentre emplazado en una altura cercana al nivel del mar o para aquel que se encuentre emplazado en una altura considerable. Se puede apreciar que la velocidad de corte de potencia eólica no es la misma que para el caso del aerogenerador individual, y que es mucho más suave el tránsito para llegar a esta.

¹⁹Ver Norgaard Per and Holttimen Hannele. A multi-turbine power curve approach. In Nordic Wind Power Conference, March 2004; J. R. McLean (Garrad Hassan and Partners Ltd.). Equivalent wind power curves. Tech report for TradeWind Consortium, July 2008.

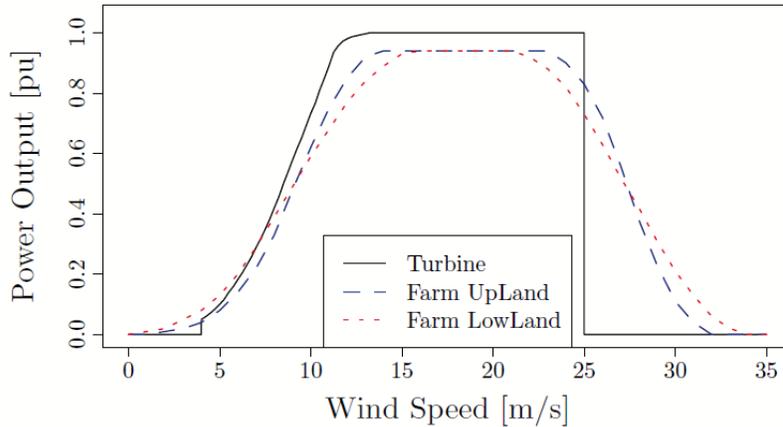


Figura 7.5: Potencia de acuerdo con la velocidad del viento

En particular, para efectos de la transformación de los datos de velocidad a potencia eléctrica utilizados para el plan de expansión 2021, se consideró el promedio de la curva “Farm UpLand” y “Farm LowLand”, por cuanto en el Sistema Eléctrico Nacional existen parques eólicos ubicados en distintas zonas geográficas.

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

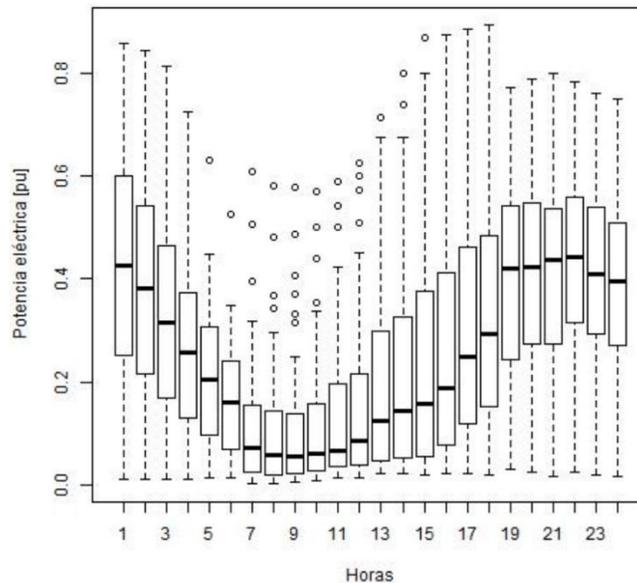


Figura 7.6: Potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes enero

iii. Representación de la Potencia Eólica en Bloques

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



comportamiento de la demanda eléctrica, y que no existe ningún motivo para mantener esa diferenciación respecto a la potencia eólica generable, los 34 afluentes eólicos fueron transformados sin hacer distinción entre días hábiles y no hábiles.

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

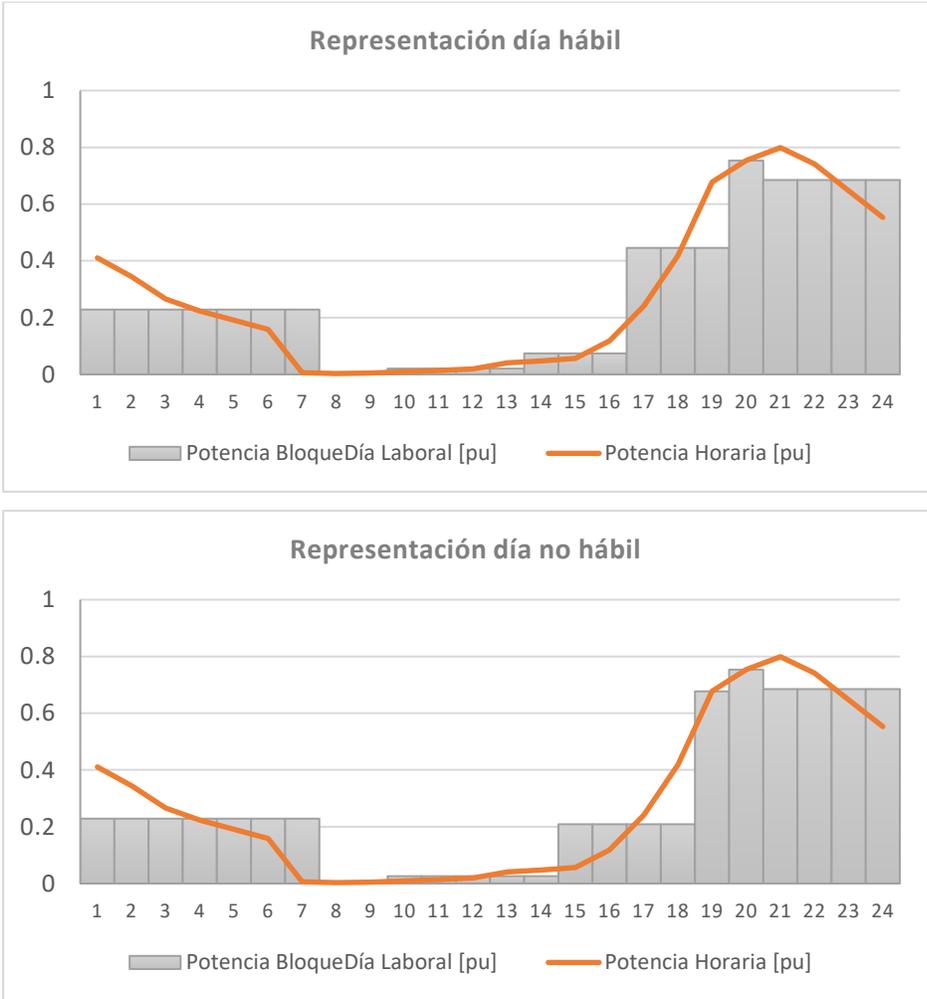


Figura 7.7: Representación de la potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes enero

7.3.7 PARÁMETROS Y VARIABLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Para el presente plan se ha considerado la representación topológica completa del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo las unidades generadoras, los sistemas de transmisión de los segmentos nacional, zonal y dedicado, considerando tanto las instalaciones existentes como las que se encuentran construcción. Adicionalmente, se incluyen aquellas centrales de generación que se encuentran comprometidas, de acuerdo con el informe final de licitaciones de suministro de clientes regulados, aprobado mediante Resolución Exenta N° 250, de 15 de mayo de 2017. En el caso de los sistemas de transmisión zonal, se han modelado todas las

subestaciones primarias de distribución, considerando para estos efectos todos los transformadores de poder con sus respectivos niveles de tensión de media tensión.

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

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

La determinación de las zonas térmicas geográficas se realizó para todo el territorio de Chile continental, mediante la utilización de una grilla con celdas de un tamaño aproximado de 5x4 km, que contienen los datos de las temperaturas máximas promedio para un mes de enero de referencia construido a partir de una muestra de datos. Dicha información puede obtenerse libremente a partir de las coberturas SIG (Sistemas de Información Geográfica), desarrolladas por el docente de la Universidad de la Frontera, Dr. Christoph Johannes Albers²⁰.

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.

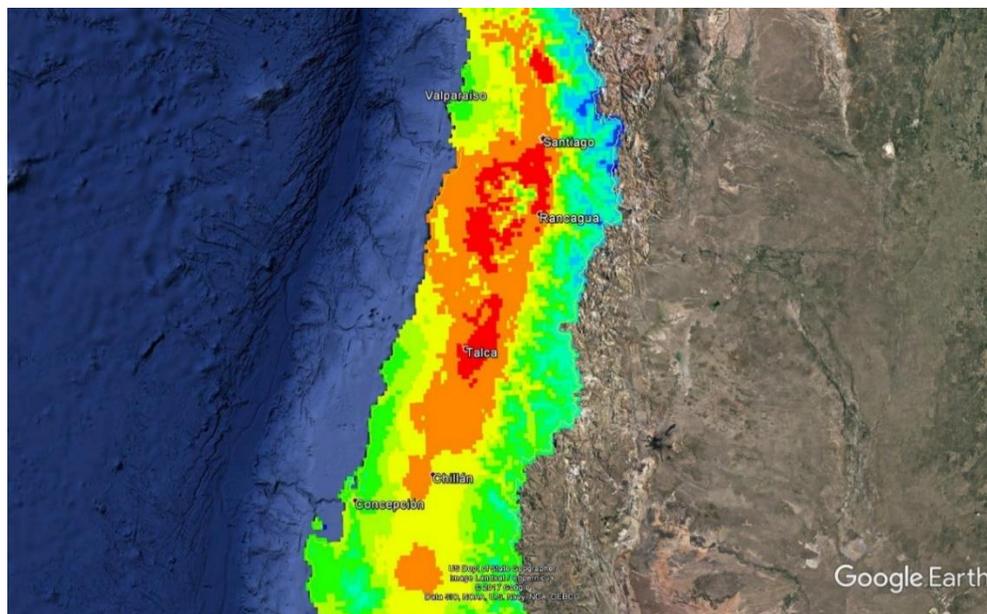


Figura 7.8: Zonas geográficas térmicas – Chile central

²⁰Albers, C. (2012): Coberturas SIG para la enseñanza de la Geografía en Chile. www.rulamahue.cl/mapoteca. Universidad de La Frontera. Temuco.

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

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

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

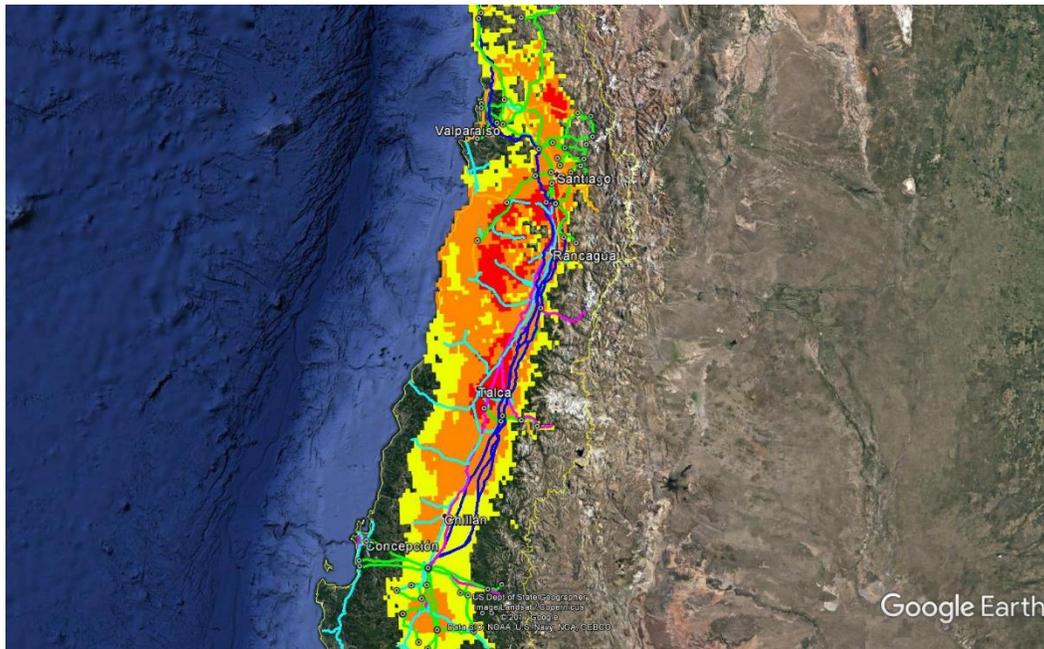


Figura 7.9: Circuitos pertenecientes a zonas con temperatura máxima superior a 26°C– Chile central

7.3.8 COSTOS DE FALLA

Los Costos de Falla de Larga Duración (CFLD) utilizados para el presente proceso de planificación anual son los que se encuentran contenidos en la Resolución Exenta N° 248 de la Comisión, de 30 de julio de 2021, que “Informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos”. Esta información corresponde a una actualización de los antecedentes disponibles al inicio del proceso de planificación, en base a lo establecido en el artículo 82 del Reglamento de Planificación.

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

Tabla 7.17: Costo de Falla de Larga Duración SEN

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla [US\$/MWh]
0-5%	391,68
5-10%	427,11
10-20%	504,88

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla [US\$/MWh]
Sobre 20%	572,49

En cuanto a los Costos de Falla de Corta Duración (CFCD), estos se encuentran contenidos en la Resolución Exenta N° 56 de la Comisión, de 26 de febrero de 2021, que “Informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos”.

Estos antecedentes son los disponibles al inicio del proceso de Planificación de la Transmisión, conforme lo establece el artículo 82 del Reglamento de Planificación.

El CFCD se indica en la siguiente tabla:

Tabla 7.18: Costo de Falla de Corta Duración SEN

Sistema	Costo Falla [US\$/kWh]
SEN	15,36

7.3.9 TASAS DE FALLA DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Las tasas de falla de los elementos de rama de transformación o línea utilizados fueron extraídas del Informe “*Final Report of the 2004-2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Cigre*”, y para las líneas de transmisión se utilizaron los registros históricos de los últimos 7 años (2014 a 2020) informados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Adicionalmente, se han considerado las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

7.4 ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN

En base a la información y antecedentes señalados en los numerales anteriores se realizaron los análisis que se establecen en el Capítulo 4 del Título III del Reglamento de Planificación, con el objeto de obtener como resultado el Plan Anual de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2021.

Al respecto, es importante señalar que el Reglamento de Planificación viene a reemplazar el contenido de la Resolución Exenta N° 711 de 2017, y sus modificaciones posteriores, entregando nuevos criterios y directrices para efectos de realizar los análisis que derivarán en la conformación del Plan Anual de Expansión de la Transmisión.

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

A continuación, se detallan los análisis realizados:

7.4.1 ETAPA DE ANÁLISIS PRELIMINAR

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

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

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

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

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

7.4.2 ETAPA DE ANÁLISIS DE NECESIDADES DE ACCESO ABIERTO

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

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

aquellas necesidades detectadas por la propia Comisión a partir del diagnóstico realizado en la etapa de Análisis Preliminar.

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

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

7.4.2.1 Plazos requeridos

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

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

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

7.4.2.2 Potencial de generación

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

7.4.2.3 Eficiencia constructiva

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

7.4.2.4 Variables ambientales y territoriales

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

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

7.4.3 ETAPA DE ANÁLISIS DE SUFICIENCIA Y EFICIENCIA OPERACIONAL

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

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

7.4.3.1 Suficiencia

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

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

Por su parte, para aquellas subestaciones primarias con potencia inferior a 20 MVA, se consideró como base el criterio de holgura de 15% ya señalado, considerándose en algunos casos una holgura mayor en atención a las condiciones particulares de la zona a abastecer y los requerimientos que se releven para ella.

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

Adicionalmente, para efectos de determinar los requerimientos de suficiencia en los Sistemas de Transmisión Zonal, la Comisión consideró, entre otras variables, las características particulares de los sistemas de distribución que son abastecidos directamente por las instalaciones de transmisión zonal, incorporando en los análisis las proyecciones de nuevas

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

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

Finalmente, la Comisión evaluó la incorporación de nuevas subestaciones primarias de distribución, considerando para dichos efectos distintas variables e indicadores de los sistemas de distribución que son alimentados desde las instalaciones de transmisión zonal. Estos proyectos pasaron a la siguiente etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, de modo de identificar su potencial aporte a la seguridad en el abastecimiento de la demanda de clientes finales.

7.4.3.2 Eficiencia operacional

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

7.4.4 ETAPA DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Al respecto, resulta importante señalar que la aplicación de estos criterios propende a una adecuada conciliación entre los objetivos de la Ley, en cuanto a la minimización de los riesgos en el abastecimiento de la demanda, entendida como una mejora en los niveles de seguridad, y la incorporación de obras que sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico en los distintos escenarios, así como el suministro de la demanda a mínimo precio, razón por la cual estos objetivos deben ser considerados en conjunto y no por sí solos.

En este sentido, es importante señalar que la aplicación de estos criterios generales corresponde a una etapa de transición hacia la definición en próximos planes de expansión de una metodología que permita priorizar aquellas obras que se requieran con mayor urgencia, de modo de procurar una incorporación parcializada de las obras necesarias para mejorar el nivel de seguridad en el abastecimiento de la demanda a clientes finales.

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

7.4.4.1 ENSE

La estimación de la ENSE se realizó determinando el aporte de un proyecto de expansión en cuanto a la disminución de la ENS frente a la salida de un tramo de la zona bajo análisis. Para lo anterior se utilizó la demanda correspondiente a un día promedio, determinada en función de la información histórica y su respectiva proyección 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 con lo establecido en la normativa vigente. Asimismo, se consideraron las tasas de salida de los elementos que conforman la rama, tales como transformadores, interruptores, desconectadores, transformadores de potencia o de corriente, que provocaran la salida intempestiva de la rama o generaran cortocircuitos en ella, de acuerdo con 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 fallas²¹ o salidas intempestivas de la línea bajo análisis.

Una vez determinados los tiempos de indisponibilidad asociados a cada elemento y la proyección de demanda promedio, se determinó 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.

7.4.4.2 Calidad de suministro

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

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

²¹ Solicitados a la SEC mediante Oficio

Al respecto, es importante mencionar que la Comisión se encuentra trabajando en el desarrollo de una metodología que permita cuantificar estos aportes, la que se espera implementar con motivo del Proceso Anual de Planificación correspondiente al año 2022.

Dado lo anterior, para el presente proceso se utilizaron simplificaciones para efectos de determinar los aportes a la calidad de servicio de las distintas alternativas analizadas.

Asimismo, resulta importante destacar el rol que se espera que juegue a este respecto los análisis a que se refiere el artículo 81° del Reglamento de Planificación, los que serán desarrollados a contar del proceso de planificación anual correspondiente al año 2023.

7.4.4.3 Criterio N-1

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

7.4.4.4 Eficiencia constructiva

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

7.4.4.5 Variables ambientales y territoriales

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

7.4.5 ETAPA DE ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y VALORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS

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

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

Por su parte, en la etapa de valorización, se determinaron los V.I. y C.O.M.A. referenciales, para cada uno de los proyectos, en base a diversos elementos, tales como: identificación del estado actual las instalaciones que se intervienen, variables medioambientales y territoriales

proporcionadas por el Ministerio, cubicación de equipos y materiales, cubicación de mano de obra, entre otros.

Tratándose de variables medioambientales y territoriales, se tuvo a la vista lo informado por el Ministerio de Energía en el documento denominado “Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2021”.

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

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

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

- Revisión del entorno topológico de la instalación del sistema dedicado intervenido, con tal de determinar si dicha instalación tiene el enmallamiento suficiente para desconectarse y ser intervenida sin interrumpir el suministro de ningún cliente. En este caso no se considera un costo adicional, dado que solo hay desconexión de la instalación intervenida.

- En el caso de proyectos que pueden ser construidos en etapas, se ha considerado una secuencia constructiva de características tales que se aprovechen las redundancias presentes en los tramos y el enmallamiento producto del seccionamiento propuesto, en los casos que corresponda. En este caso no se considera un costo adicional, dado que no hay desconexión de la instalación del sistema dedicado que es intervenido, sin interrupción de suministro.
- Para los proyectos en que no es factible desconectar la instalación dedicada intervenida porque se interrumpiría el suministro de clientes, o no es posible desarrollar una secuencia constructiva, se ha considerado la construcción de un *by pass*, que consiste en un tramo de línea de aproximadamente 500 metros con las mismas características de la línea intervenida, y en otros casos, se ha considerado realizar trabajos con instalaciones energizadas para la conexión de ampliaciones de barras o desconexiones de *tap off*. El costo asociado corresponderá a la incorporación de dichos elementos adicionales.

Para los eventuales daños en la instancia constructiva del proyecto, sean estos por pérdida de abastecimiento de la demanda y/o limitación en la producción de la generación, u otros, se han considerado valores aproximados de los seguros respectivos, los cuales serán de cargo y responsabilidad del adjudicatario de cada proyecto.

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

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

De los proyectos señalados en el inciso anterior no pasarán a la siguiente etapa de Análisis Económico, y serán incorporados directamente a la cartera intermedia de proyectos, aquellos que hayan resultado de la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, aquellos proyectos de transmisión que hayan resultado de la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, cuyo objetivo sea garantizar la seguridad y calidad de servicio, y aquellos proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Necesidades de Acceso Abierto, las que serán comunes para todos los EGPT, formando parte de todas las carteras intermedias.

7.4.6 ETAPA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PROYECTOS

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

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

- a) Tasa de Actualización:** De acuerdo con lo establecido en el inciso quinto del artículo 87° de la Ley, corresponde a la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de

Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 20.530, que Crea el Ministerio de Desarrollo Social y Modifica Cuerpos Legales que indica.

De acuerdo con el Informe “Precios Sociales 2021” de marzo de 2021, emitido por la División de Evaluación Social de Inversiones de la Subsecretaría de Evaluación Social, la tasa social de descuento es del 6%.

b) Determinación del VATT en Proyectos de Transmisión

Para cada uno de los proyectos de expansión que se evalúan económicamente se determinó el Valor Anual de Transmisión por Tramos (V.A.T.T.), considerando la suma de la Anualidad del Valor de Inversión (A.V.I.) de la obra, sus Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.) y el ajuste por efecto de impuesto a la renta (A.E.I.R.). Para efectos de lo anterior, se consideró lo dispuesto en el artículo 147 del Reglamento de Planificación. Así, para el caso de obras de ampliación, el correspondiente A.V.I. se determinó considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil correspondiente y la tasa de descuento de un 7% establecida en las Bases Técnicas y Administrativas definitivas del estudio de valorización a que se refiere el artículo 107° de la Ley, aprobadas por Resolución Exenta N° 272 de la Comisión, de 26 de abril de 2019. Tratándose de obras nuevas, el correspondiente A.V.I. se determinó considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil del correspondiente proyecto de expansión y la tasa de descuento antes referida, pero sin aplicar la limitación de que ésta no pueda ser inferior a un 7% ni superior a un 10%. De esta forma, y de acuerdo con el Informe Técnico utilizado para la elaboración de las Bases Técnicas y Administrativas señaladas, la tasa a utilizar para este caso corresponde a un 5%.

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

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

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

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

- Proyectos de transmisión zonal que cumplan con las características establecidas en el artículo 105 del Reglamento de Planificación, y que no presenten condiciones de

eficiencia para su incorporación a través del proceso de planificación, en relación con su materialización a través del mecanismo señalado en el artículo (“obras menores”).

- Proyectos que cumplan con las características señaladas en el inciso tercero del artículo 89° de la Ley, a menos que sea eficiente realizarlos, cuando se interviene una instalación de servicio público producto de los objetivos establecidos en el artículo 87° de la Ley.

7.4.7 ETAPA DE ANÁLISIS DE RESILIENCIA

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

En particular, en esta etapa la Comisión analizó el comportamiento del Sistema Eléctrico frente a un conjunto de contingencias definidas en el numeral 8.4 del presente Informe Técnico, considerando los proyectos de expansión resultantes de las etapas previas, de modo de verificar que el sistema pueda responder frente a situaciones extremas o perturbaciones, de manera de disminuir los riesgos en el abastecimiento de la demanda.

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

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

Por otra parte, se han identificado dos niveles de impacto de los eventos analizados, por lo que se han dividido los análisis según sean efectos locales (Sistemas de Transmisión Zonal) o sistémicos (Sistema de Transmisión Nacional).

Es del caso señalar que la Comisión se encuentra trabajando en el desarrollo de nuevas metodologías para los análisis de resiliencia, con los que se espera mejorar y profundizar lo desarrollado en procesos previos, estimando su implementación con motivo del Proceso de Expansión de la Transmisión correspondiente año 2022.

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

7.4.7.1 Análisis de impactos locales

Tal como se indicó previamente, en el presente proceso se realizó un análisis acotado respecto de la propuesta metodológica que se encuentra en desarrollo, y que se describe en mayor

detalle en el Anexo 4: Metodología Resiliencia. Igualmente, el análisis aquí descrito ya incorpora elementos adicionales a los considerados en procesos de expansión anteriores.

Los elementos adicionales que se consideraron para la presente evaluación corresponden a información histórica de eventos de la naturaleza que recopila la ONEMI²², a través de distintas instituciones, tales como CONAF, SHOA, SERNAGEOMIN, y otros. Esta información se encuentra publicada en el sitio web de la ONEMI, y también en el visor del riesgo que mantiene actualizado el MEN.

En base a lo anterior, para el presente proceso se consideró la información de tres eventos en particular:

- Maremotos, a través de datos de profundidad de inundación²³ y cota 30²⁴
- Incendios, a través de datos de densidad de incendios²⁵
- Aluvión de Chañaral²⁶

Para los eventos señalados, el análisis de beneficios económicos contempló una valorización de la posible energía no suministrada a causa del evento, lo que considera el efecto de indisponibilidad de elementos de transmisión o generación que impiden dicho suministro, así como la posible reducción de la demanda que se encuentre en la zona del evento como consecuencia de este.

Esta valorización considera una ventana de tiempo estimada según cada tipo de evento, la que guarda relación con un período esperado del tiempo que tardaría en recuperarse el suministro de energía luego de ocurrida la contingencia.

En este sentido, la evaluación propuesta pretende cuantificar la pérdida económica por concepto de energía no suministrada (sin valorizar la pérdida económica comercial o social) bajo el supuesto de que el evento ocurra, de acuerdo con lo indicado en el artículo 92 del Reglamento de Planificación. De esta forma, no se considera la probabilidad de ocurrencia del evento, a diferencia de una evaluación económica clásica, en la que se contrasta la inversión de un proyecto en relación con la disminución de costos por concepto de la menor cantidad de energía no suministrada esperada, valorizada a costo de falla de corta duración. Lo anterior permite comparar el nivel de pérdida económica directamente con el valor de la obra de expansión que permitiría entregar una solución al problema, y con ello tomar una decisión al respecto.

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

²² <https://www.onemi.gov.cl/visor-chile-preparado/>

²³ Carta de inundación de tsunami elaborada por SHOA. Disponible en <http://www.shoa.cl/php/citsu.php>

²⁴ <https://www.onemi.gov.cl/visor-chile-preparado/>

²⁵ Fuente primaria: CONAF. Disponible en visor de información ONEMI, el cual contiene la Estadísticas de densidad de ocurrencia de incendios forestales, CONAF. 2014-2015 hasta 2018-2019. <https://www.onemi.gov.cl/visor-chile-preparado/>

²⁶ <https://www.sernageomin.cl/peligrosgeologicos/>. Se considerará solo Chañaral, debido a que ha sido un proyecto presentado anteriormente, y porque no existe una base de datos unificada que contenga los datos de aluviones de todo el país, sino que se pueden encontrar de forma disgregada mediante archivos .pdf en la página de Sernageomin, o a través de su visor.

7.4.7.1.1 Maremoto

Se analizarán cinco zonas del país, caracterizadas por su alta concentración de centrales de generación en la zona costera. Se analizará un escenario considerando la salida de las centrales de generación, y el escenario de demanda/capacidad de transmisión más exigente para el sistema. Así mismo, es importante establecer que el presente análisis no considerará la demanda máxima coincidente de la zona, sino que la máxima demanda a abastecer considerando la ocurrencia del evento. En el caso de la ocurrencia del evento de maremoto, esta demanda será la que quede fuera de la zona de inundación de profundidad mayor a 2 mt.

Se realizarán simulaciones utilizando el programa PowerFactory, estando orientado el análisis a verificar que la operación del sistema eléctrico cumple con los criterios de Seguridad y Calidad de Servicio ante la indisponibilidad prolongada de ciertas centrales.

Por otro lado, tomando en cuenta lo ocurrido durante el terremoto y posterior maremoto de 2010, se tomará una ventana de indisponibilidad de abastecimiento de la demanda de 2 semanas²⁷, para efectos de determinar el costo de la energía no suministrada en dicho período de tiempo. Con la valorización de la pérdida de energía, se propondrán obras de un rango acorde a ello.

7.4.7.1.2 Incendio

En el caso de los incendios forestales, se analizarán por este concepto las obras propuestas desde la Quinta región hacia el sur que se encuentren dentro de zonas con una alta densidad de ocurrencia de este tipo de eventos.

Estas obras serán analizadas por concepto de seguridad, sin embargo, de tener un resultado negativo, se realizará una sensibilidad utilizando la metodología descrita; es decir, valorizando la energía no suministrada por efectos de la falla de la o las instalaciones de transmisión que pudieran ser afectadas por un incendio forestal, de acuerdo a la ubicación de éstas. La ventana de tiempo a considerar será de 24 horas, que es una cota máxima del tiempo que en general una instalación pudiera permanecer en estado de fallada por este motivo. Con la valorización de la pérdida de energía, se propondrán obras que resulten coherentes con un valor de inversión acorde a dicho valor.

La demanda a considerar en el caso de incendio será una demanda máxima coincidente en época de verano, que es cuando ocurren estos eventos con mayor frecuencia, considerando la ventana de tiempo descrita anteriormente.

7.4.7.1.3 Aluvión

En cuanto al evento de aluvión, se considerará particularmente el caso de Chañaral, por ser un proyecto que ha sido presentado en ocasiones anteriores al Plan de Expansión.

²⁷ Se considera que el evento de maremoto viene posterior a un terremoto, por lo tanto se utilizan los datos de la época que indican que “el 80% de los habitantes de las zonas más afectadas no tuvo suministro eléctrico al día siguiente del terremoto, lo cual se redujo a sólo 0,4% dos semanas después, principalmente de las ciudades de Concepción y Talcahuano, más cercanas al epicentro”.

Esta obra será analizada por concepto de seguridad, sin embargo, de tener un resultado negativo, se realizará una sensibilidad utilizando la metodología descrita; es decir, valorizando la energía no suministrada por efectos de la falla de la o las instalaciones de transmisión que pudieran ser afectadas por un aluvión, de acuerdo a la ubicación de éstas. La ventana de tiempo a considerar será de 7 días, que es una cota máxima del tiempo que una instalación pudiera permanecer en estado de fallada por este motivo en esta zona, sobre todo debido a la indisponibilidad de caminos. Con la valorización de la pérdida de energía, se propondrán obras que resulten coherentes con un valor de inversión acorde a dicho valor.

Para este caso, se considerará la demanda máxima proyectada para la zona durante la ventana de tiempo descrita anteriormente, y sin considerar una disminución por efectos del mismo aluvión en la población.

7.4.7.2 Análisis de impactos sistémicos

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

A continuación se describen en mayor detalle los análisis realizados.

7.4.7.2.1 Shock de precios.

El análisis de esta eventualidad consistió en aplicar en las simulaciones estocásticas una variación en los precios de combustibles durante un año en particular. Específicamente, la metodología aplicada contempló disminuir los precios del combustible GNL, de modo tal que las centrales de generación que utilizan este tipo de recurso cambien su orden de mérito, de acuerdo 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 2034²⁸, 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

²⁸ Se escogen estos años como una muestra que refleje los efectos potenciales en el mediano y largo plazo.

precios de combustible GNL. Posteriormente, se determinaron dos beneficios netos; el primero consiste en la diferencia entre los costos de operación del sistema en los casos en los cuales no existe variación de precio de combustible, es decir, la diferencia entre las condiciones (i) y (ii), mientras que el segundo se determina a partir de la diferencia entre los costos de operación del sistema en los casos en los cuales sí existe variación de precio, es decir, entre las condiciones (iii) y (iv). Finalmente, los beneficios netos son los que deben ser comparados entre sí para cuantificar el aporte en cuanto a resiliencia que los proyectos analizados otorgan al sistema frente a un shock de precios de combustibles.

7.4.7.2.2 Hidrologías extremas.

Dado que el Sistema Eléctrico Nacional es de naturaleza hidrotérmica, un aspecto fundamental es el análisis del recurso hídrico. En el caso de las centrales con capacidad de regulación se encuentra asociado a optimizar su uso, mientras que en el caso de las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación se encuentra directamente asociado a su energía disponible. Para modelar el comportamiento futuro de las centrales hidroeléctricas se utilizan hidrologías sintéticas construidas conforme lo establece el estudio “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, del 31 de marzo de 2020, elaborado por Ingeniería y Geofísica Ltda. (Meteodata), por lo tanto, las simulaciones realizadas en este informe hacen uso de 34 posibles escenarios hidrológicos²⁹. Dependiendo de las zonas en análisis, el flujo por los distintos tramos del sistema de transporte puede variar en función de las hidrologías, por cuanto una zona con fuerte componente hídrica puede comportarse como exportadora en hidrologías húmedas, mientras que puede ser importadora en hidrologías secas.

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

7.4.8 ETAPA DE ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN

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

El análisis consiste en una comparación entre los escenarios considerando los proyectos de expansión que han resultado de las etapas anteriores y el escenario sin ellos, realizando

²⁹ Mismos escenarios hidrológicos utilizados por el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo del primer semestre del año 2021 (Resolución Exenta N°35 del 01 de febrero de 2021).

simulaciones de despacho económico que muestren las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por barras y el uso del sistema de transporte, en conformidad a lo establecido en el artículo 93 del Reglamento de Planificación. Con la finalidad de establecer un indicador representativo, de las simulaciones también se extraen los montos de energía inyectada y retirada esperada por los generadores resultante del despacho y el retiro de energía proyectado en las barras respectivas.

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

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

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

Para un conjunto significativo de barras de retiro, agrupadas en un *cluster*³⁰, 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:

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

³⁰ Se entenderá por “clúster de consumo” la agrupación de consumidores que se hace sumando todo el retiro físico y monetario, de la misma forma se entenderá por “clúster de generación” la suma de la generación de todas las centrales de un productor de forma física y monetaria.

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 análisis³¹.

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 año³², para el abastecimiento de cada barra de consumo a partir de las distintas barras de inyecciones, agrupadas por empresa generadora.

7.4.9 ETAPA DE CONFORMACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

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

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

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

³¹ Se entenderá por productor activo aquella empresa que tenga inyecciones de energía distintas de cero en el periodo de análisis.

³² Corresponde a años hidrológicos.

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

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

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

8 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS Y RESULTADOS

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

8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL

8.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS

El proyecto “Ampliación en S/E Entre Ríos” consiste en el aumento de capacidad de la subestación Entre Ríos, 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 instalado en la subestación Entre Ríos.

8.1.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 8.1 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Ampliación en S/E Entre Ríos”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en los numerales 7.4.6 y 7.4.9.

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

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.625	18.166	21.536	20.278	31.731
Costo Operacional Con Proyecto	21.189	17.710	20.952	19.797	31.334
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21.212	17.733	20.976	19.820	31.357
Beneficios (Base – Proyecto)	413	433	560	458	374

En los resultados expuestos anteriores se observa que el proyecto cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Ampliación en S/E Entre Ríos” en el presente proceso de expansión.

8.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS

El proyecto “Ampliación en S/E Parinas” consiste en el aumento de capacidad de la subestación Parinas, 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.

8.1.2.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 8.2 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”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en los numerales 7.4.6 y 7.4.9.

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

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.625	18.166	21.536	20.278	31.731
Costo Operacional Con Proyecto	20.571	17.345	20.383	19.397	30.431
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.599	17.373	20.411	19.424	30.459
Beneficios (Base – Proyecto)	1.026	793	1.125	854	1.272

De los resultados anteriores se observa que el proyecto otorga beneficios en los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Ampliación en S/E Parinas” en el presente proceso de expansión.

8.1.3 AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS – CUMBRE – NUEVA CARDONES.

El proyecto de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional denominado “Ampliación Línea 2x500 kV Los Changos – Parinas – Cumbre – Nueva Cardones” consiste en ampliar la capacidad de transmisión de este corredor pasando de 1500 MVA a 2100 MVA por circuito. El objetivo del proyecto es aumentar la capacidad de transmisión entre la Región de Antofagasta y la Región de Atacama, de modo de promover el desarrollo del potencial de generación en la zona norte del país, generando condiciones de competencia que conlleven una reducción en los costos de operación y menores precios de la energía al cliente final.

El proyecto consiste en los cambios de trampas de onda en las subestaciones Los Changos, Cumbre y Nueva Cardones que actualmente poseen una capacidad de corriente nominal de 2 kA, por equipos que soporten una corriente nominal de al menos 2,5 kA en las condiciones ambientales más estrictas que se presenten en las subestaciones.

8.1.3.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 8.3 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 los numerales 7.4.6 y 7.4.9.

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

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.399	17.212	20.210	19.300	30.294
Costo Operacional Con Proyecto	20.243	17.066	19.919	19.178	29.958
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.246	17.069	19.922	19.181	29.961
Beneficios (Base – Proyecto)	153	144	288	119	333

Los resultados anteriores muestran los beneficios netos al comparan el sistema de transmisión con y sin el proyecto, teniendo en consideración tanto en el caso base como con las expansiones señaladas, que el sistema de transporte cuenta con un segundo equipo de transformación 500/220 kV en la subestación Parinas (proyecto “Ampliación en S/E Parinas”), con la finalidad de evitar subsidios cruzados entre proyectos que afectan una misma zona. Además, también se evalúa la sinergia del proyecto “Ampliación Línea 2x500 kV Los Changos – Parinas – Cumbre – Nueva Cardones”, considerando tanto en el caso base como con las expansiones señaladas, que el sistema cuenta con el proyecto “Ampliación en S/E Parinas” y el proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujos Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” obteniéndose los resultados de la Tabla 8.4.

Tabla 8.4: 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	20.196	16.823	19.873	19.082	29.661
Costo Operacional Con Proyecto	20.062	16.737	19.636	18.975	29.318
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.065	16.740	19.639	18.978	29.321
Beneficios (Base – Proyecto)	131	83	233	104	340

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 Línea 2x500 kV Los Changos – Parinas – Cumbre – Nueva Cardones” 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.

8.1.4 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE.

Este proyecto tiene como objetivo ampliar la capacidad de transmisión entre la Región de Antofagasta y la Región Metropolitana en el mediano y largo plazo, de modo de promover el desarrollo del potencial de generación en la zona norte del país, generando condiciones de competencia que conlleven una reducción en los costos de operación y menores precios al cliente final. El proyecto consiste en la instalación de dos sistemas de baterías de 500 MVA, uno en la S/E Parinas y otro en la S/E Lo Aguirre y un sistema de control que permita la coordinación de los sistemas de almacenamiento.

Por otra parte, es importante destacar el hecho de que este proyecto constituye un complemento al futuro sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre, no sólo porque permite el desarrollo del potencial de generación renovable del norte chico y parte del norte grande del país, sino que además permite acotar los efectos de un eventual retraso en la materialización del proyecto en corriente continua.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujos Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”.

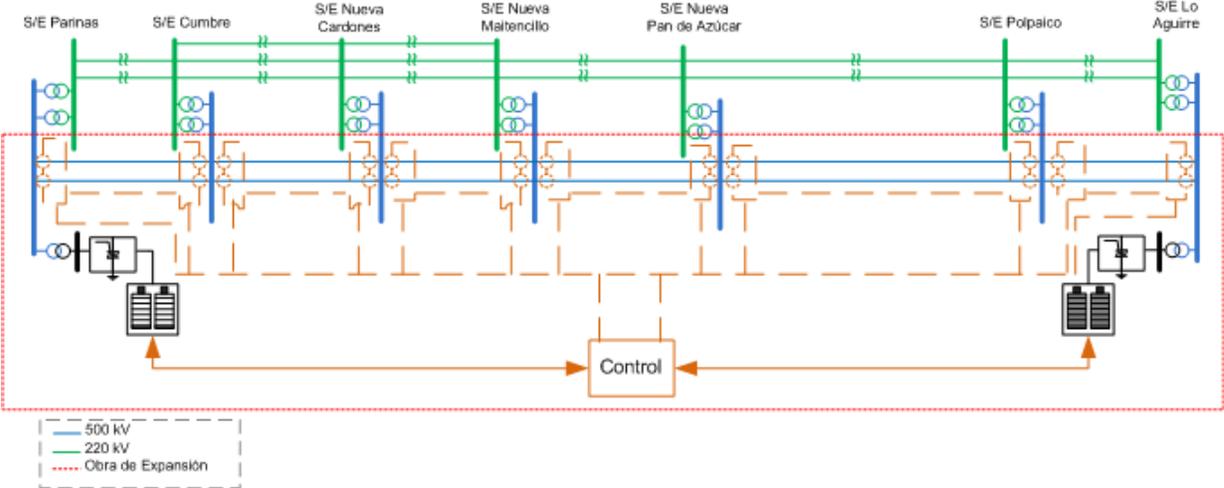


Figura 8.1: Diagrama referencial del proyecto.

8.1.4.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 8.5 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación, de acuerdo con lo indicado en los numerales 7.4.6 y 7.4.9.

Tabla 8.5: 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	20.399	17.212	20.210	19.300	30.294
Costo Operacional Con Proyecto	20.196	16.823	19.873	19.082	29.661
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.470	17.097	20.147	19.356	29.935
Beneficios (Base – Proyecto)	-71	115	63	-56	359

Los resultados anteriores muestran los beneficios netos al comparar el sistema de transmisión con el proyecto frente a un sistema sin este (condición base), considerando tanto en el caso base como con las expansiones señaladas, que el sistema cuenta con un segundo equipo de transformación 500/220 kV en la subestación Parinas (proyecto “Ampliación en S/E Parinas”),

esto se realiza con la finalidad de analizar las sinergias de los proyecto y evitar subsidios cruzados entre las obras debido a una doble contabilización de los efectos del proyecto “Ampliación en S/E Parinas” y el proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujos Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, dado que ambas obras afectan la capacidad de transporte en la subestación Parinas.

En los resultados expuestos se observa que el proyecto cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en tres de los cinco EGPT, en particular en aquellos que presentan trayectorias de demanda media y alta.

Junto con lo anterior, es del caso destacar la importancia que tiene la intensidad en el retiro de centrales a carbón en el desempeño económico de la obra, ya que los tres escenarios en los cuales el proyecto entrega mayores beneficios presentan una intensidad de retiro de centrales a carbón medio o alto, conforme a las curvas de descarbonización contenidas en el IAA 2021 de la PELP.

Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra “Nuevo Sistema de Control de Flujos Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” en el presente proceso de expansión.

8.1.5 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE.

El proyecto tiene como objetivo permitir la evacuación de las inyecciones de generación de nuevas obras que realicen su conexión en la subestación Nueva Pozo Almonte o al norte de esta, permitiendo aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Tarapacá, en particular la comuna de Pozo Almonte.

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte, cuyo trazado tiene una longitud aproximada de 70 kilómetros. Las características de este segundo circuito deben ser al menos iguales a las del circuito N°1 de esta línea, la cual posee una capacidad de 297 MVA a 35°C.

8.1.5.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 8.6 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en los numerales 7.4.6 y 7.4.9. Se debe indicar que cada escenario de generación se le realizó una sensibilidad, que consiste en el movimiento de la generación a la S/E Nueva Pozo Almonte tanto en el escenario base como en el con expansión, este movimiento de generación varió entre 75 a 150 MW.

Tabla 8.6: 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	21.466	18.153	20.984	19.419	31.291

Costo Operacional Con Proyecto	21.359	18.078	20.595	19.143	31.103
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21.370	18.089	20.605	19.154	31.114
Beneficios (Base – Proyecto)	96	63	379	265	177

De los resultados anteriores se observa que el proyecto otorga beneficios en los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte” en el presente proceso de expansión.

La licitación de esta obra quedará condicionada al desarrollo de al menos 200 MVA en proyectos nuevos en la subestación Nueva Pozo Almonte.

8.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

La seguridad de servicio de un sistema interconectado se define como la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos. En esta sección se listan las obras de expansión de la transmisión que necesita el sistema para evitar perder o mejorar su nivel de seguridad, conforme la metodología presentada en el capítulo 7.4.4.

8.2.1 SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA 1X66KV CHAPIQUIÑA-ARICA EN S/E PARINACOTA

El proyecto “Seccionamiento de la línea 66 kV Chapiquiña – Arica en S/E Parinacota” está compuesto de las siguientes obras de expansión:

- “Seccionamiento Línea 1x66kV Chapiquiña-Arica en S/E Parinacota”
- “Ampliación en S/E Parinacota (BS)”

El conjunto de estas obras de expansión tiene como objetivo incrementar el nivel de seguridad y confiabilidad del abastecimiento de las demandas conectadas en S/E Arica y S/E Diesel Arica, por medio de entregarles un punto adicional de abastecimiento a través de S/E Parinacota.

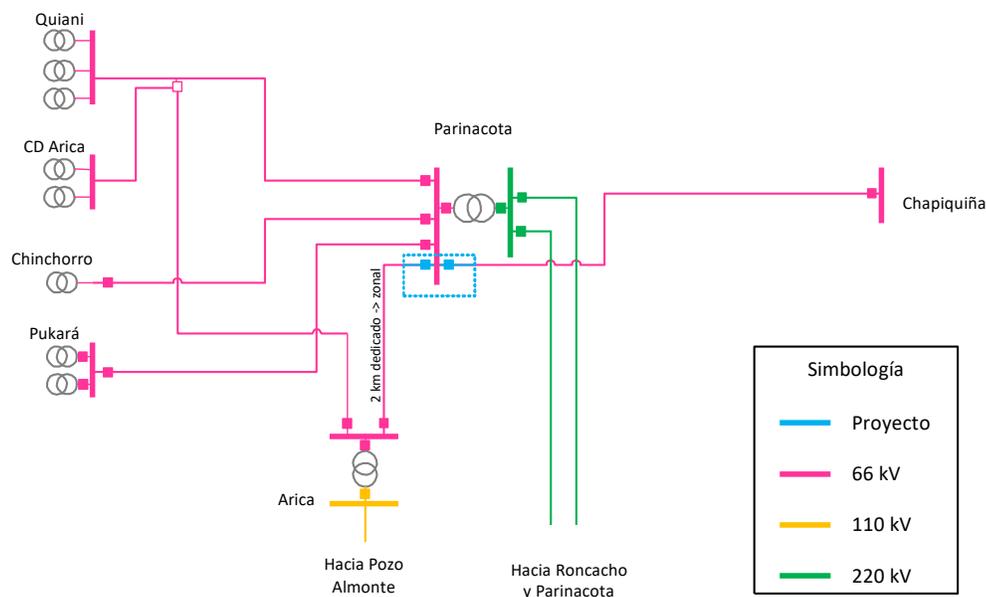


Figura 8.2: Diagrama unilineal simplificado del proyecto

La ciudad de Arica se alimenta principalmente a través de la S/E Parinacota, la cual distribuye energía a las SSEE Pukará, Chinchorro y Quiani. Sin embargo, las SSEE Arica y Central Diesel Arica son alimentadas principalmente a través de la línea 110kV Arica – Pozo Almonte y 66 kV Arica – Chapiquiña, teniendo a su vez, la posibilidad de conectarse a la línea 66 kV Parinacota – Quiani a través del tap Quiani, el cual se opera en condición normalmente abierto.

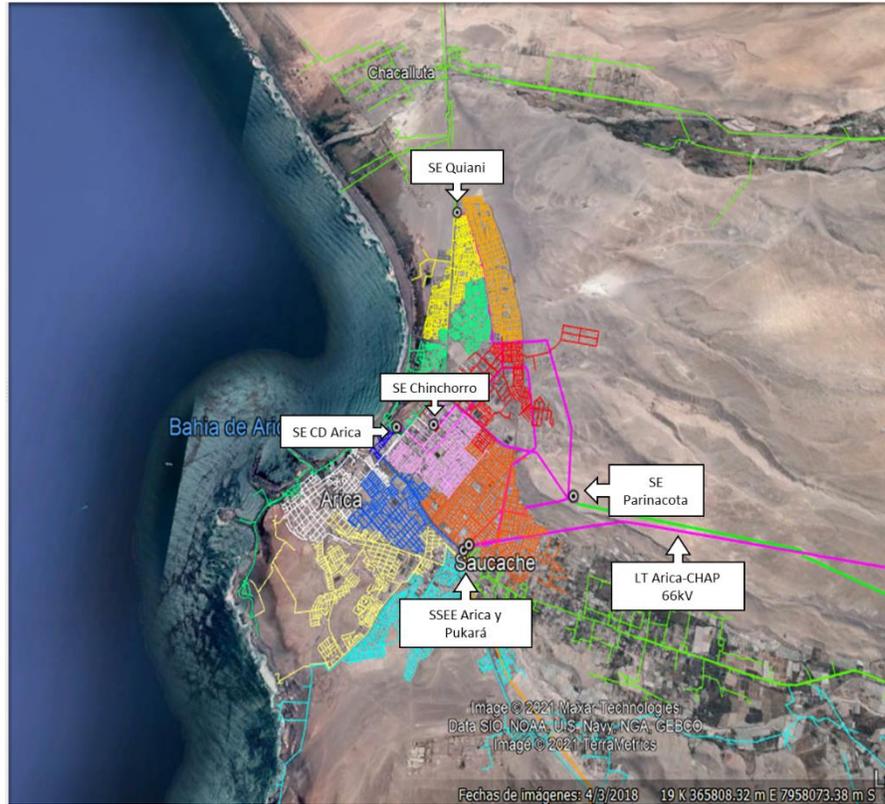


Figura 8.3: Imagen georreferenciada de la zona de abastecimiento de la ciudad de Arica.

El análisis de la zona muestra que en una condición que considera el tap Quiani operando normalmente abierto, los consumos de las SSEE Arica y Central Diesel Arica sufren desconexiones ante fallas en la línea 110 kV Arica – Pozo Almonte. El análisis de seguridad considerando el tiempo de falla esperado valorizado a CFCD versus la inversión de una obra que permita mantener estos consumos en servicio, da como resultado un valor de VAN cercano a cero.

Tabla 8.7: Evaluación económica del proyecto.

Nombre proyecto	VI [US\$]	VATT [MMUSD]	Beneficios por reducción CFCD [MMUSD]	VAN [MMUSD]
Seccionamiento de la Línea 1x66kV Chapiquiña-Arica en S/E Parinacota	2.932.947	2,13	2,11	-0,02

A partir de los resultados presentados en la tabla anterior, se concluye que el proyecto “Seccionamiento de la Línea 1x66kV Chapiquiña-Arica en S/E Parinacota” entrega un VAN cercano a 0, por lo que se encuentra cerca de la indiferencia en términos de inversión. No obstante lo anterior, dado que la línea 110 kV Arica – Pozo Almonte tiene una gran cantidad de fallas, esta Comisión propone la incorporación de la obra indicada en el presente proceso de expansión.

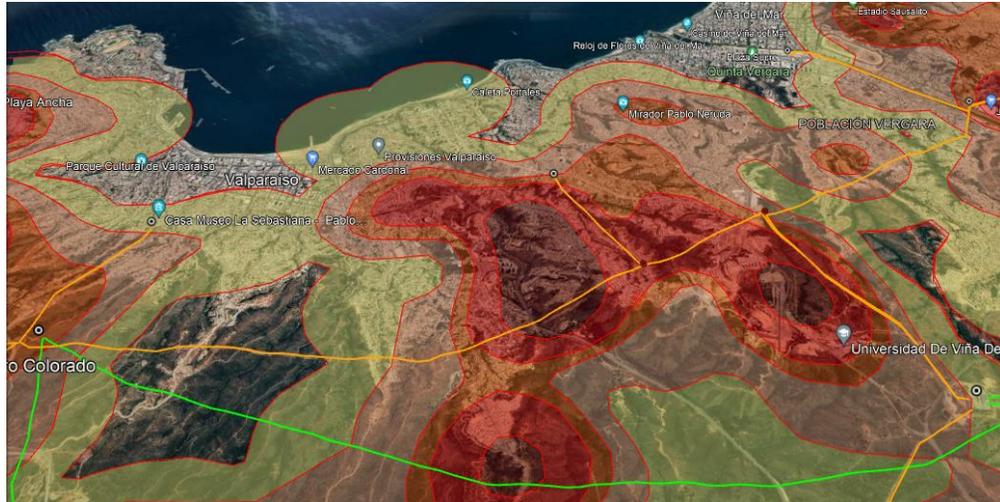


Figura 8.5: Imagen georreferenciada de la estadística de incendios en la zona de Valparaíso.

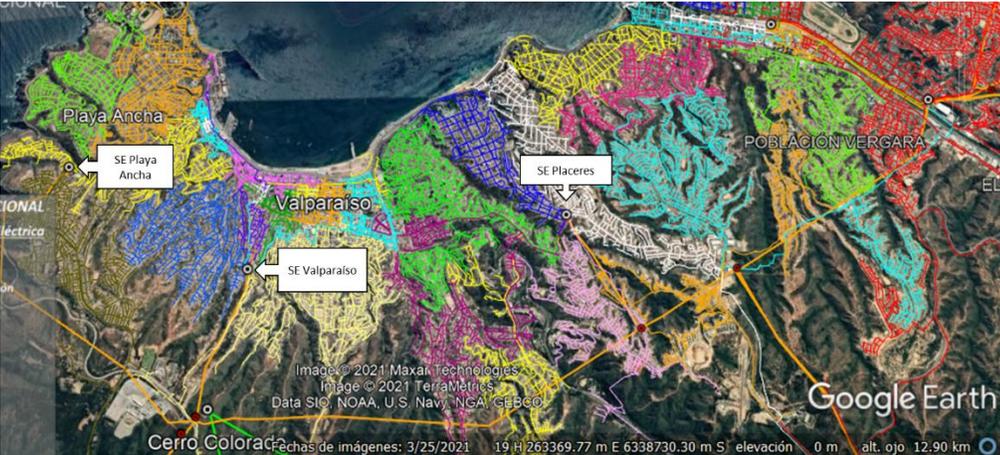


Figura 8.6: Imagen georreferenciada de la zona de abastecimiento de la ciudad de Valparaíso.

Lo anterior implica que es frecuente que se presenten incendios que afecten la operación de la línea en cuestión y, por lo tanto, su falla deje sin servicio los consumos abastecidos desde la S/E Placeres, por encontrarse conectada en tap off.

La materialización del proyecto permitirá alimentar la subestación desde cualquiera de los dos extremos, ya sea que existan eventos de incendio a uno u otro lado de la S/E Placeres, dado que el tramo que permanezca en servicio será capaz de alimentar todo el consumo de la subestación.

El análisis de seguridad considerando el tiempo de falla esperado valorizado a CFCD versus la inversión de una obra que permita mantener estos consumos en servicio, da como resultado que el proyecto propuesto es eficiente para el sistema.

Tabla 8.8: Evaluación económica del proyecto.

Nombre proyecto	VI [US\$]	VATT [MMUSD]	Beneficios por reducción CFCD [MMUSD]	VAN [MMUSD]
Seccionamiento en S/E Placeres	4.237.769	3,07	6,72	3,65

A partir de los resultados presentados en la tabla anterior, se concluye que el proyecto “Seccionamiento en S/E Placeres” entrega un beneficio de 3,65 millones de dólares en valor presente. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra indicada en el presente proceso de expansión.

8.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA PACHACAMA

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal C “Nueva S/E Pachacama” tiene como objetivo incrementar el nivel de seguridad y confiabilidad del abastecimiento de las demandas conectadas en S/E Calera.

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 2x110 kV San Pedro – Las Vegas en las cercanías del tap off Pachacama, con el fin de normalizar la conexión de la línea 2x110 kV tap off Pachacama – Calera. Este proyecto pudiera contemplar en el futuro además la normalización del tap off Mayaca.

Esta conexión, que posee un mayor nivel de seguridad, permitiría en el futuro evaluar la prescindencia de la línea 2x44 kV tap Pachacama – Calera, que corresponden a alrededor de 16 km de línea calificada en la actualidad como parte del sistema zonal. Además de esto, el tramo de línea 2x44 kV tap Pachacama – Las Vegas que hoy corresponde a una instalación zonal, de alrededor de 14 km de longitud, podría modificar su calificación a dedicada, lo que también podría ser analizado en el futuro, en la instancia correspondiente.

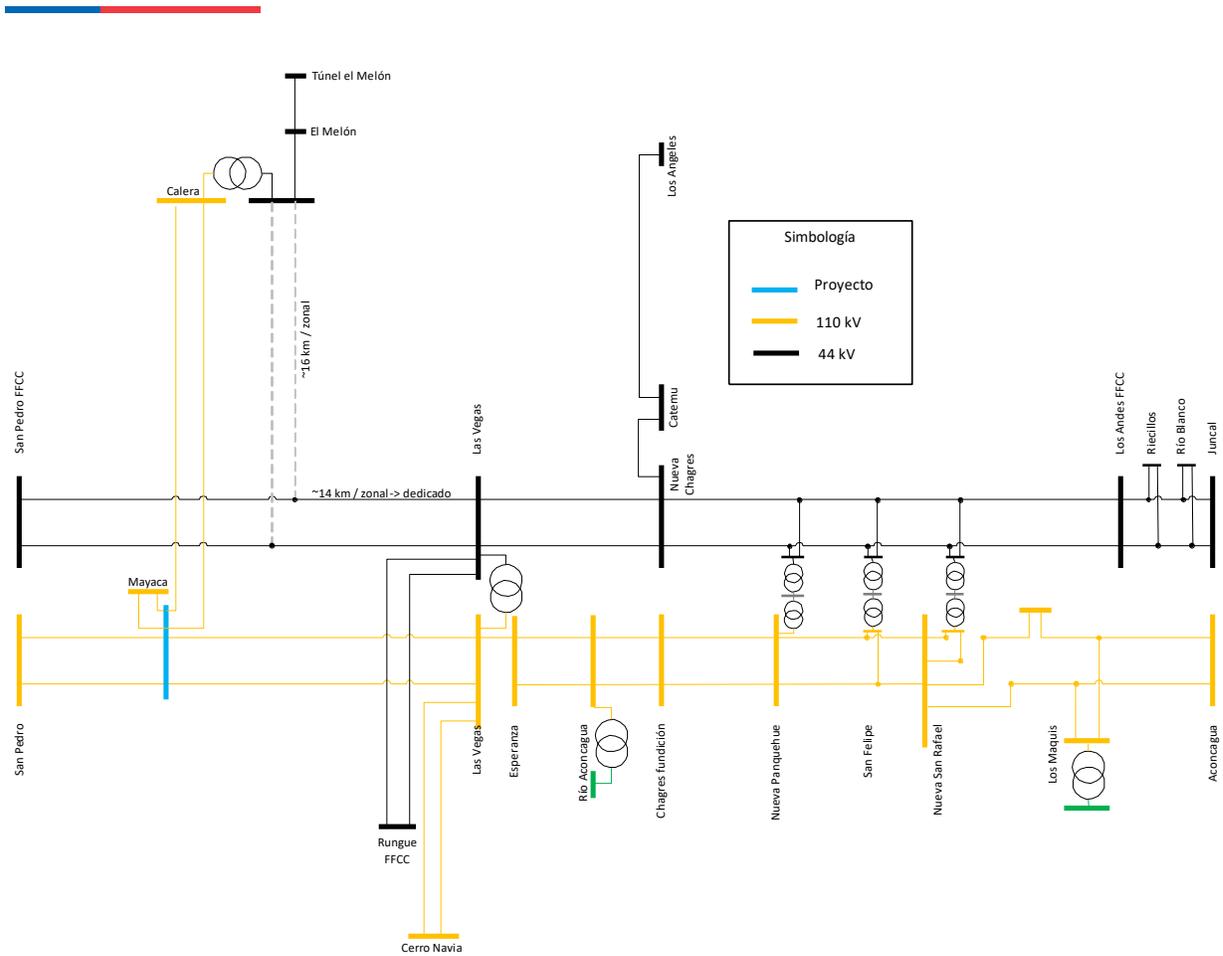


Figura 8.7: Diagrama unilineal simplificado del proyecto.

La ciudad de Calera se conecta actualmente en tap off desde la línea 2x110 kV San Pedro – Las Vegas. El sector donde se emplaza esta línea se encuentra rodeado de zonas donde se han producido incendios forestales en el pasado, y, en efecto, algunas de las fallas consideradas para la evaluación del proyecto, son por este motivo.

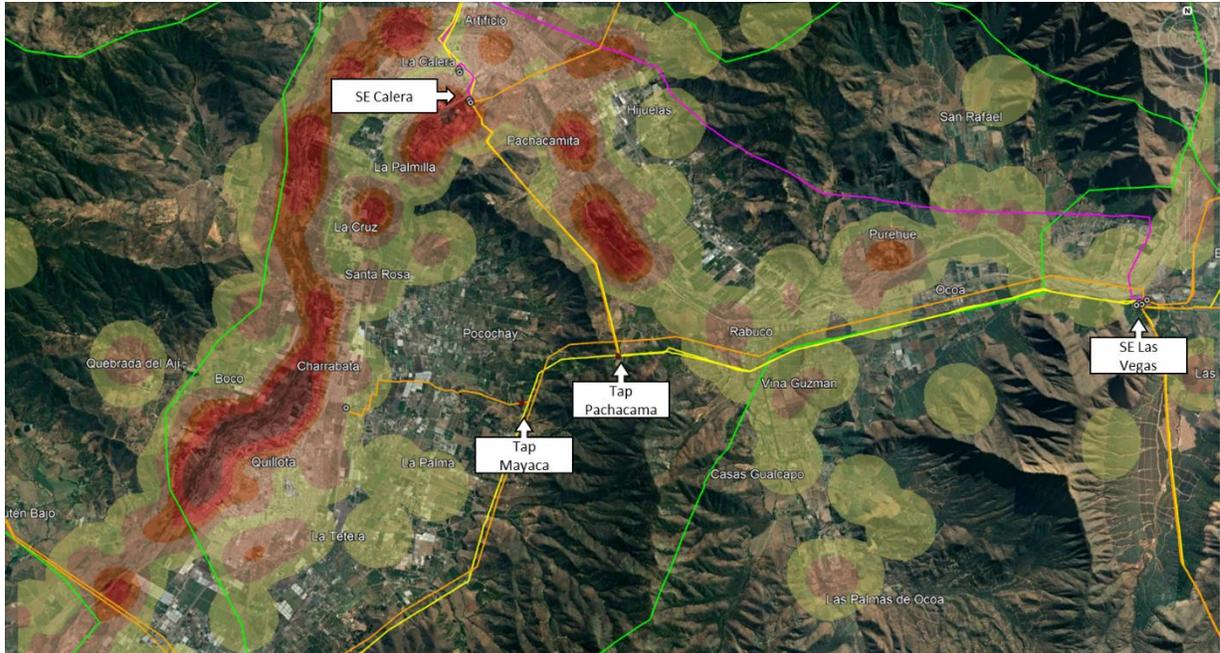


Figura 8.8: Imagen georreferenciada de la estadística de incendios en la zona de Calera.

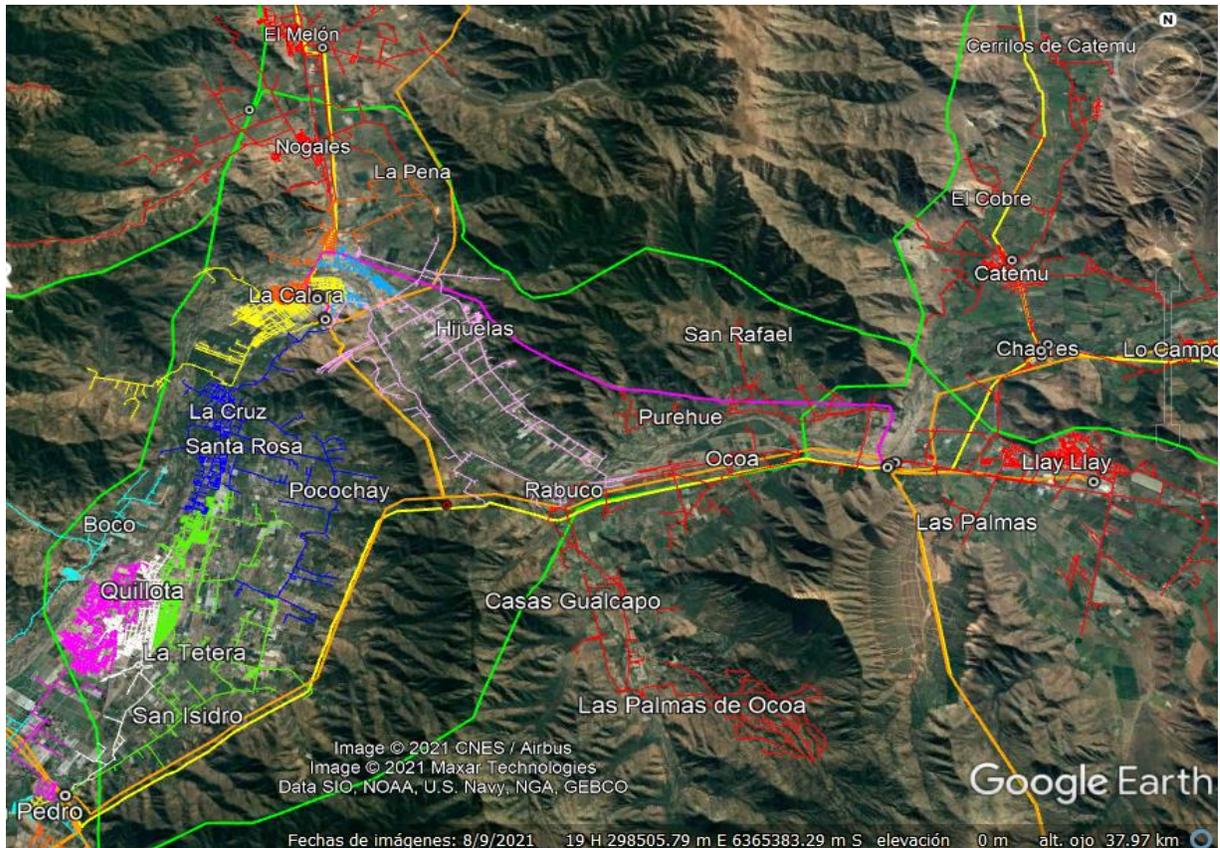


Figura 8.9: Imagen georreferenciada de la zona de abastecimiento de la ciudad de Calera.

El análisis de seguridad considerando el tiempo de falla esperado valorizado a CFCD versus la inversión de una obra que permita mantener estos consumos en servicio, da como resultado que el proyecto propuesto es eficiente para el sistema.

Tabla 8.9: Evaluación económica del proyecto.

Nombre proyecto	VI [US\$]	VATT [MMUSD]	Beneficios por reducción CFCD [MMUSD]	VAN [MMUSD]
Nueva S/E Pachacama	9.823.657	4,94	6,59	1,65

A partir de los resultados presentados en la tabla anterior, se concluye que el proyecto “Nueva S/E Pachacama” entrega un beneficio de 1,65 millones de dólares en valor presente. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra indicada en el presente proceso de expansión.

8.2.4 AMPLIACIÓN EN S/E MARISCAL (NTR ATMT)

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal D “Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT)” tiene como objetivo incrementar el nivel de seguridad y confiabilidad del abastecimiento de las demandas conectadas en 12 kV de la S/E Mariscal.

El proyecto consiste en la instalación de una nueva unidad de transformación 110/12 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Mariscal.

La obra permitirá otorgar a la subestación una condición de suficiencia y seguridad en el abastecimiento de la demanda ante la salida intempestiva de la única unidad de transformación 110/12 kV existente en S/E Mariscal.

La siguiente tabla muestra los beneficios económicos que resultan del análisis de seguridad realizado:

Tabla 8.10: Evaluación económica del proyecto.

Nombre proyecto	VI [US\$]	VATT [MMUSD]	Beneficios por reducción de CFCD [MMUSD]	VAN [MMUSD]
S/E Mariscal: Nuevo Equipo 110/12 kV de 50 MVA	4.070.862	2,80	2,40	-0,4

A partir de los resultados presentados en la tabla anterior, es posible observar que el proyecto “Ampliación En S/E Mariscal (NTR ATMT)” logra cubrir prácticamente la totalidad de sus costos al ser evaluado únicamente respecto de su aporte a la seguridad de abastecimiento. Adicionalmente, y de acuerdo a las proyecciones de demanda realizadas por esta Comisión, se observa que esta unidad presentaría requerimientos por suficiencia en el mediano plazo. A continuación, se muestra la demanda esperada en la S/E Mariscal:

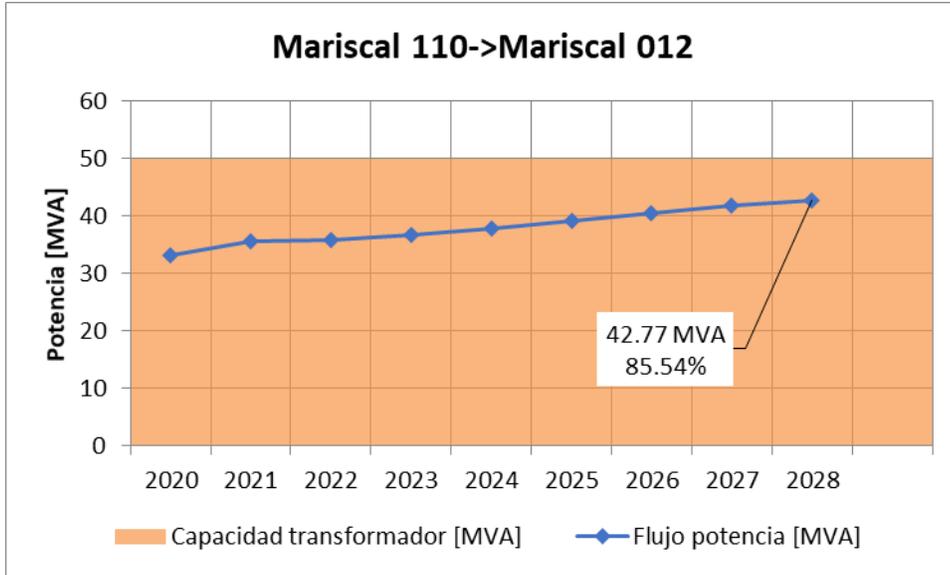


Figura 8.10: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Mariscal

En consecuencia, esta Comisión propone la incorporación de la obra “Ampliación En S/E Mariscal (NTR ATMT)” en el presente proceso de expansión.

8.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

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

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

SISTEMA ZONAL B

8.3.1 AMPLIACIÓN S/E CASAS VIEJAS (NTR ATMT)

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

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/13,2 kV de, a lo menos, 10 MVA de capacidad en la S/E Casas Viejas. La obra a su vez permitirá la normalización de dicha subestación en cuanto a su conexión al sistema de transmisión, el cual hoy en día es a través de un tap off desde la línea 1x110 kV Marbella - Quínquimo.

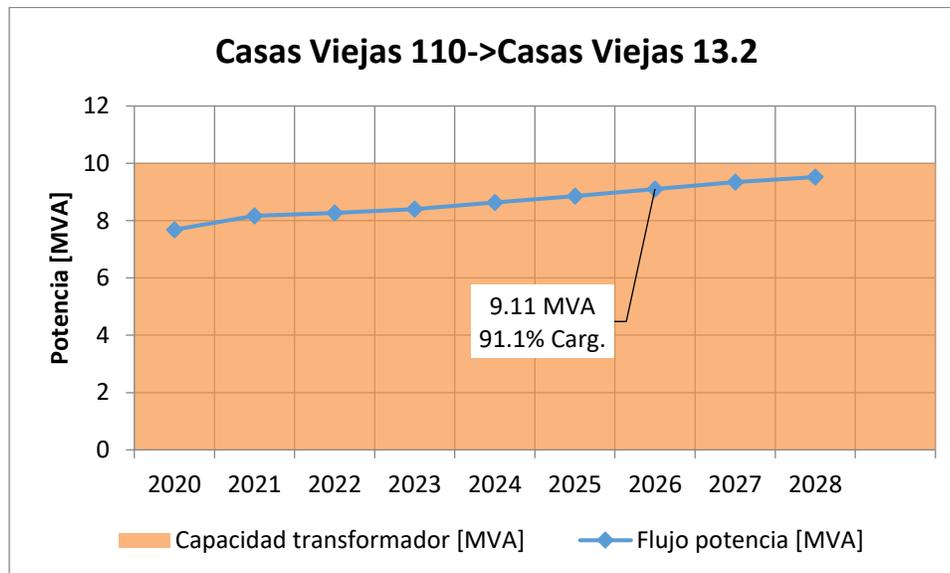


Figura 8.11: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Casas Viejas

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

SISTEMA ZONAL D

8.3.2 APOYO AL ABASTECIMIENTO DE PEÑAFLOR Y TALAGANTE

El proyecto “Apoyo al Abastecimiento de Peñaflor y Talagante” está compuesto por las siguientes obras de expansión:

- Nueva S/E Seccionadora 220/110 kV El Pimiento
- Nueva S/E 110/12 kV El Lazo
- Nueva S/E 110/13,8 kV Monte Blanco
- Nuevo circuito de línea de transmisión, en 110 kV, entre Nueva S/E Seccionadora 220/110 kV El Pimiento y Nueva S/E 110/12 kV El Lazo
- Nuevo circuito de línea de transmisión, en 110 kV, entre Nueva S/E Seccionadora 220/110 kV El Pimiento y Nueva S/E 110/13,8 kV Monte Blanco
- Nuevo circuito de línea de transmisión en 110 kV entre Nueva S/E Seccionadora 220/110 kV El Pimiento y Nueva S/E 110/12 kV El Lazo

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

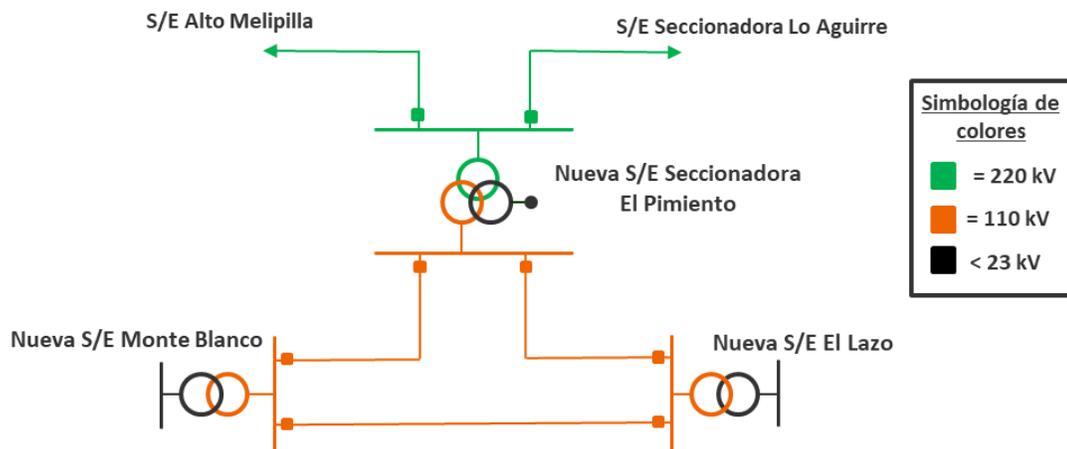


Figura 8.12: Unilíneal proyecto Apoyo Abastecimiento de Peñaflor y Talagante

El conjunto de obras propuestas tiene como objetivo mitigar problemas de suficiencia detectados en el horizonte de análisis del presente plan de expansión, que afectan las siguientes instalaciones de transmisión:

1. LT 1x110 kV San Bernardo – Malloco
2. LT 1x66 kV Bajo Melipilla – El Monte
3. Transformador 69/13,8 kV de 10 MVA en S/E El Maitén

Con respecto a la LT 1x110 kV San Bernardo – Malloco, esta suministra radialmente a S/E Malloco, que abastece parte de la demanda de las comunas de Calera de Tango, Padre Hurtado, Peñaflor y Talagante. Esta subestación primaria de distribución tiene 122,4 MVA de potencia

nominal en transformadores 110/12,5 kV y 87,5 MVA de potencia nominal en transformadores 110/23 kV.

Los flujos de potencia proyectados en la LT 1x110 kV San Bernardo – Malloco, considerando el percentil 99,5 de los registros de demanda de S/E Malloco, muestran cargabilidades sobre el 85% en el periodo de estudio, tanto para la condición de invierno como de verano. A continuación, se muestran estos resultados:

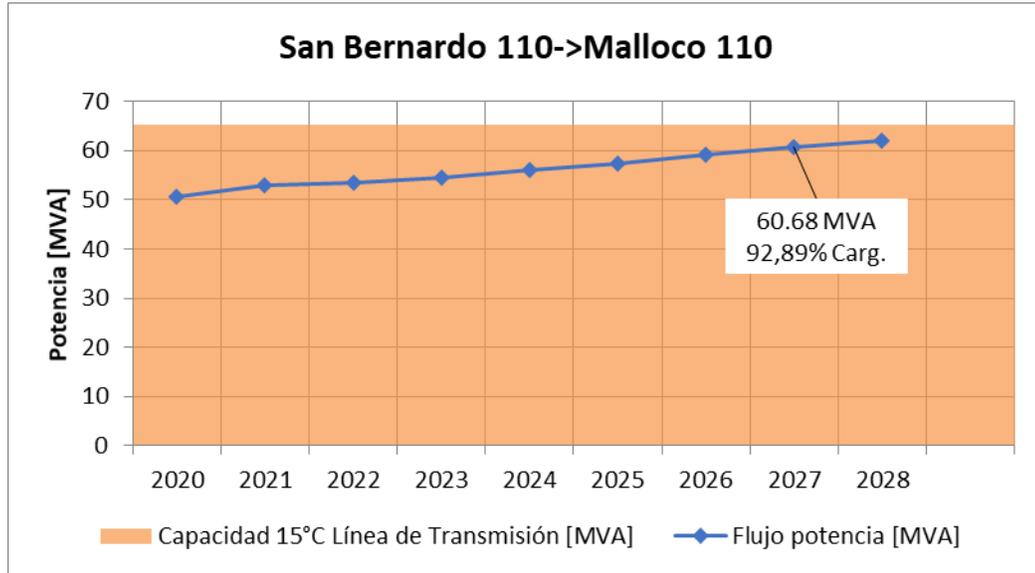


Figura 8.13: Proyección de demanda, en invierno, del percentil 99,5 y capacidad actual de invierno de la LT 1x110 kV San Bernardo - Malloco

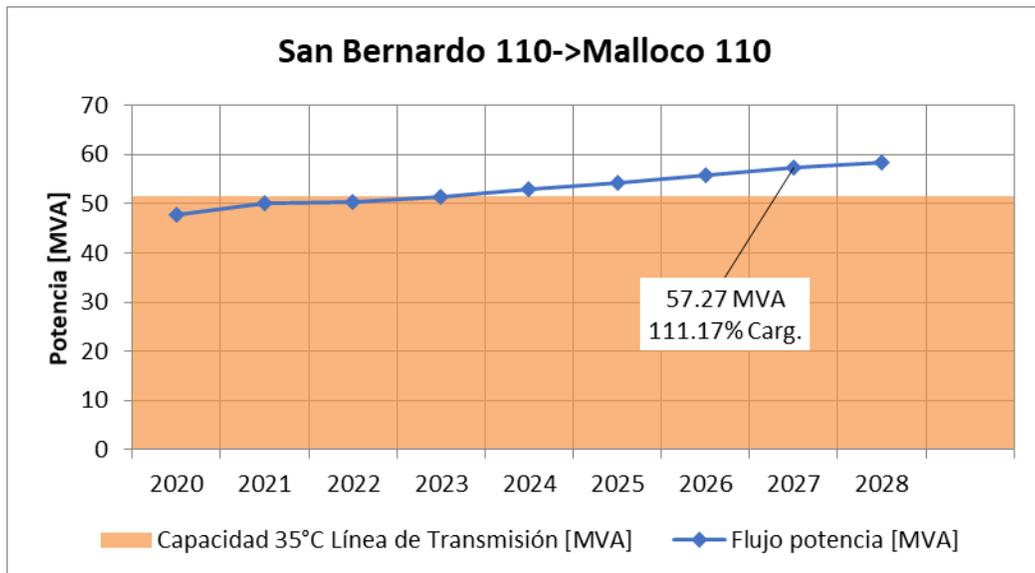


Figura 8.14: Proyección de demanda, de verano, del percentil 99,5 y capacidad actual de verano de la LT 1x110 kV San Bernardo - Malloco

Con respecto a la LT 1x66 kV Bajo Melipilla – El Monte, esta abastece radialmente a las SS/EE El Maitén, El Paico y El Monte. Por otro lado, la S/E Isla de Maipo es abastecida radialmente desde los circuitos de línea provenientes de las SS/EE Fátima y Paine. Adicionalmente, en el Decreto Exento N° 185 de 2021 del Ministerio de Energía (obras de ampliación del Plan de Expansión 2020) se decretó una ampliación en S/E Isla de Maipo, que considera completar los paños de la LT 1x66 kV El Monte – Isla de Maipo, lo que permitirá flexibilizar la zona y distribuir de mejor manera la carga a través de la LT 1x66 Bajo Melipilla – El Monte.

A continuación, se muestra un diagrama unilineal de la operación actual de esta línea de transmisión:

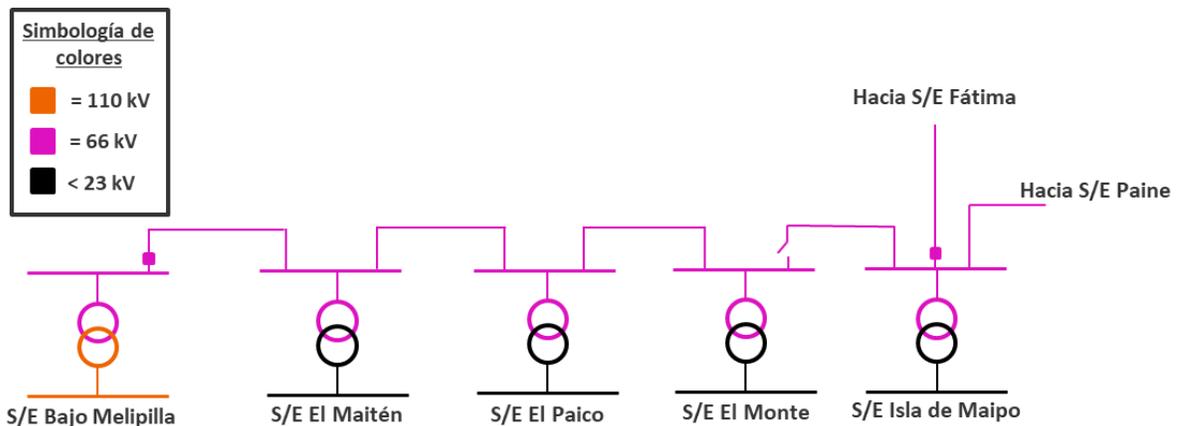


Figura 8.15: Unilineal LT 1x66 kV Bajo Melipilla – Isla de Maipo

A modo de contexto, el Decreto Exento 418 de 2017 (plan de expansión zonal *ad hoc*) incorporó una obra de expansión que contempló el aumento de capacidad de transmisión de la LT 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte, completando además los 6 paños de línea de las SS/EE El Maitén, El Paico y El Monte, debido a los problemas de suficiencia diagnosticados en la línea de transmisión mencionada.

Sin embargo, esta obra ha quedado desierta en los últimos procesos de licitación del Coordinador y no se ha podido iniciar la ejecución del refuerzo. Considerando lo anterior, los flujos de potencia esperados por la LT 1x66 kV El Maitén – El Paico, sin el refuerzo, presentan cargabilidades sobre el 85% en el horizonte de estudio.

A continuación, se presenta un gráfico con los flujos esperados por la línea de transmisión:

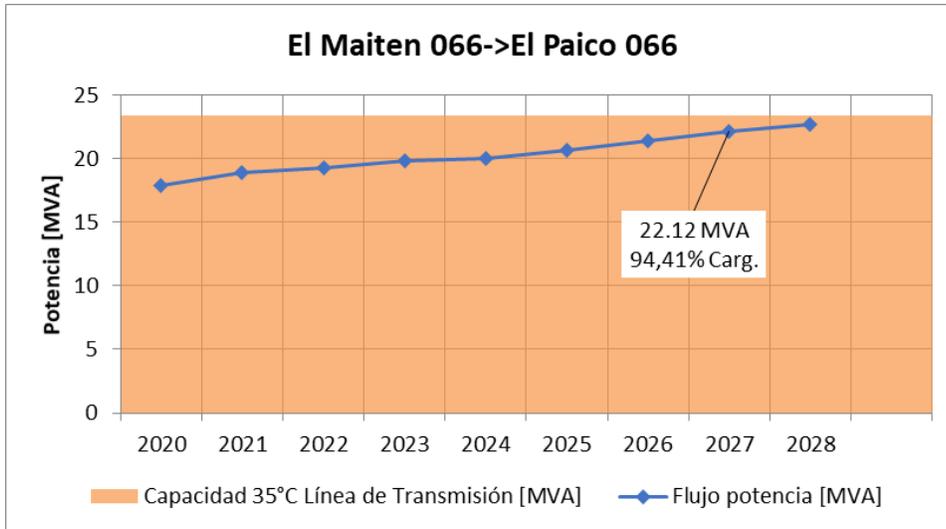


Figura 8.16: Proyección de demanda y capacidad actual de verano de la LT 1x66 kV El Maitén – El Paico

Por último, los análisis de suficiencia realizados por esta Comisión indican que en la S/E El Maitén se pronostican cargabilidades superiores al 85% en el periodo de estudio. A continuación, se muestra un gráfico con la demanda esperada en este transformador:

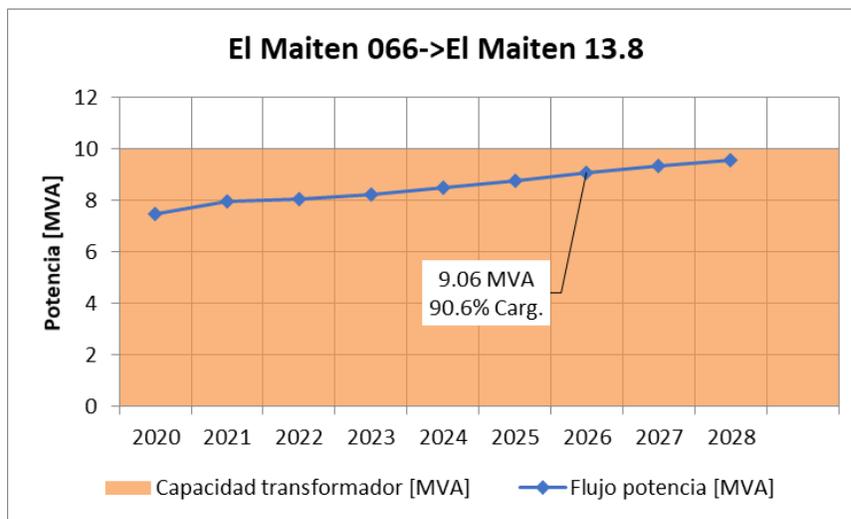


Figura 8.17: Proyección de demanda y capacidad actual del transformador 66/13,8 de 10 MVA de S/E El Maitén

Cabe destacar que los principales puntos de retiro de demanda se encuentran ubicados en zonas de alta complejidad de acceso para la construcción de nuevas líneas de transmisión y subestaciones primarias de distribución.

De hecho, la LT 1x110 kV San Bernardo – Malloco está tendida sobre estructuras de simple circuito. Por lo tanto, una primera solución sería la construcción del segundo circuito en 110 kV, lo que podría ser complejo desde el punto de vista de ocupación del territorio por la necesidad de constituir servidumbres. La misma dificultad presenta el proyecto de aumento de capacidad de la LT 1x66 kV Bajo Melipilla – El Monte, dada la franja que abarca esta línea.

A continuación, se muestra una imagen satelital con la ubicación de este sistema y la ubicación de las LLTT descritas:



Figura 8.18: Imagen georreferenciada de la zona de abastecimiento de las LLTT 1x110 kV San Bernardo – Malloco y 1x66 kV Bajo Melipilla – Isla de Maipo

En la imagen anterior se puede observar que, desde la zona poniente de las comunas de Peñaflor y Talagante, sería factible la construcción de nuevos puntos de abastecimiento que interconecten las SS/EE Malloco, El Paico, El Monte e Isla de Maipo, a través del sistema de distribución. Esto permitiría efectuar descargas de las líneas de transmisión con problemas de suficiencia y brindar mayor seguridad y flexibilidad en el abastecimiento de estas zonas.

Es por lo anterior que esta Comisión propone el proyecto “Apoyo al Abastecimiento de Peñaflor y Talagante” brindando a la zona un nuevo punto de apoyo y suministro de demanda por transmisión, por medio del seccionamiento de la LT 2x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla en la nueva S/E Seccionadora El Pimiento, e interconectar por medio de circuitos en 110 kV las nuevas subestaciones primarias de distribución El Lazo 110/12,5 kV, cuyo propósito consiste en descargar por distribución la LT 1x110 kV San Bernardo – Malloco, y Monte Blanco 110/13,8 kV, cuyo propósito a su vez consiste en descargar por distribución la LT 1x66 kV Bajo Melipilla – El Monte.

Adicionalmente, la Nueva S/E Monte Blanco permitirá descargar las SS/EE El Monte y El Paico a través del sistema de distribución. De esta forma, considerando este último traspaso de demanda, S/E El Paico podrá tomar una parte de la demanda de la S/E El Maitén, de modo de mitigar los problemas de suficiencia que se proyectan en esta subestación.

A continuación, se presenta un esquema descriptivo del proyecto:

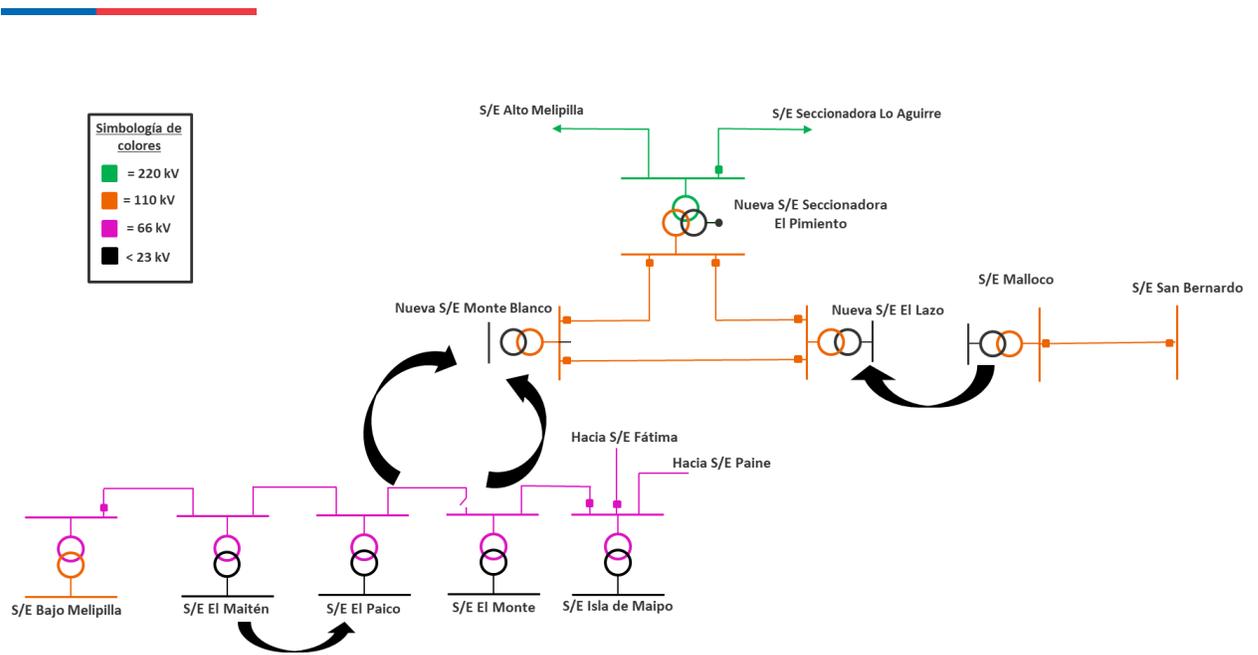


Figura 8.19: Esquema eléctrico del proyecto “Apoyo al Abastecimiento de Peñaflores y Talagante”

SISTEMA ZONAL E

8.3.3 AMPLIACIÓN S/E LEYDA (NTR ATMT)

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

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/13,2 kV de, a lo menos, 20 MVA de capacidad en la S/E Leyda.

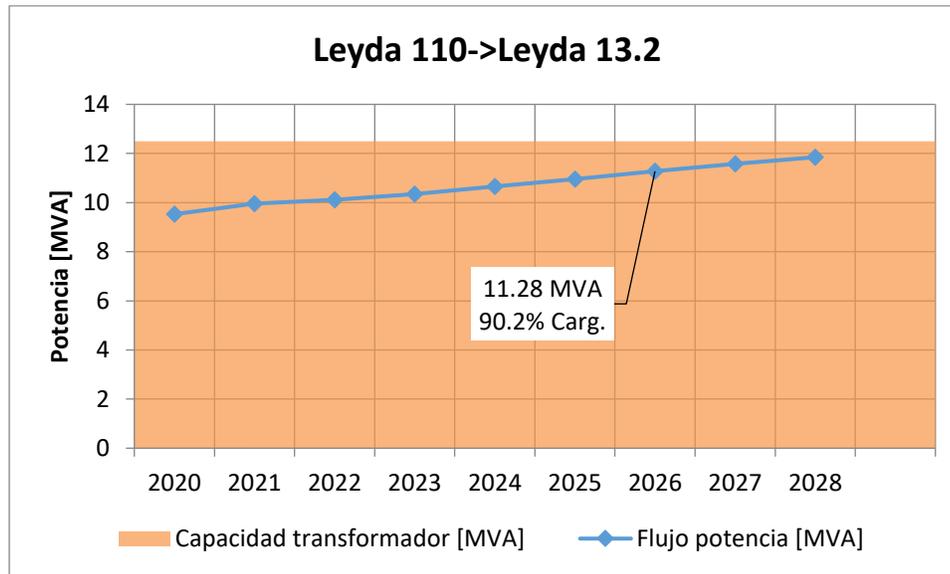


Figura 8.20: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Leyda

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

8.3.4 AMPLIACIÓN EN S/E CHIMBARONGO (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV SAN FERNANDO – TENO

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Fernando – Teno” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Chimbarongo durante todo el horizonte de análisis, en particular la demanda asociada a los alimentadores Niebla y San Enrique, energizados desde dicha subestación. Para lograr este objetivo se propone la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV, 25 MVA en la S/E Chimbarongo.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Chimbarongo muestra que, al año 2026 se alcanzaría una cargabilidad superior al 85% en el transformador T2 66/15 kV, el cual abastece a los alimentadores Niebla y San Enrique.

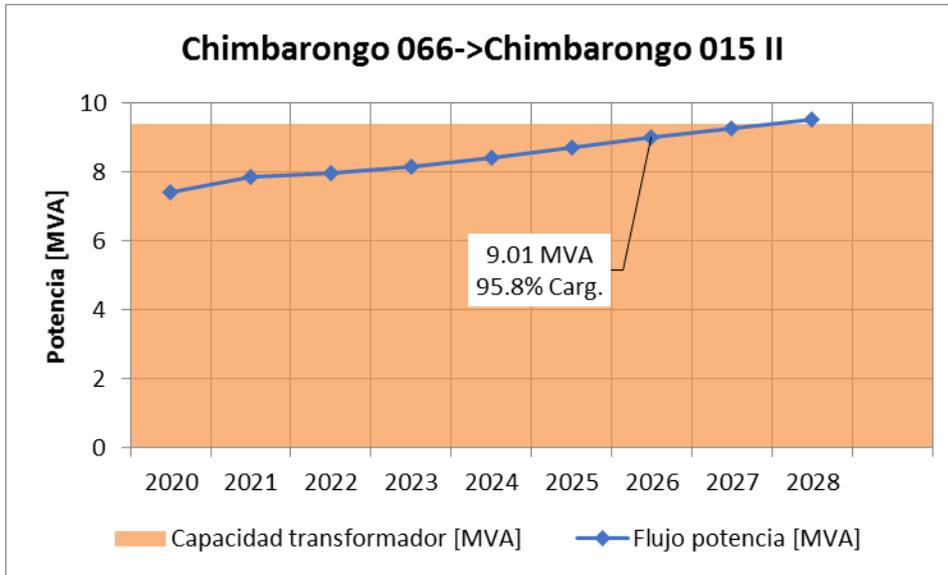


Figura 8.21: Proyección de demanda máxima y capacidad actual del transformador 66/15 kV T2 en la S/E Chimbarongo.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Fernando – Teno” en el presente proceso de expansión.

8.3.5 AMPLIACIÓN EN S/E LOS MAQUIS (NBPS+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X66 KV ITAHUE – TALCA

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Los Maquis (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue – Talca” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Los Maquis (CGE) durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone instalar un nuevo equipo de transformación 66/13,2 kV, de al menos 20 MVA en la S/E Los Maquis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Los Maquis (CGE) muestra que, al año 2026 se alcanzaría una cargabilidad superior al 85% en el transformador 66/13,2 kV de dicha subestación. Por otro lado, la proyección de demanda en la S/E San Rafael (CGE) muestra que no sería posible realizar traspasos de alimentadores desde la S/E Los Maquis hacia la S/E San Rafael de manera que los transformadores en ambas subestaciones queden con una cargabilidad inferior al 85%. En conclusión, se requiere ampliar la capacidad de transformación en la S/E Los Maquis.

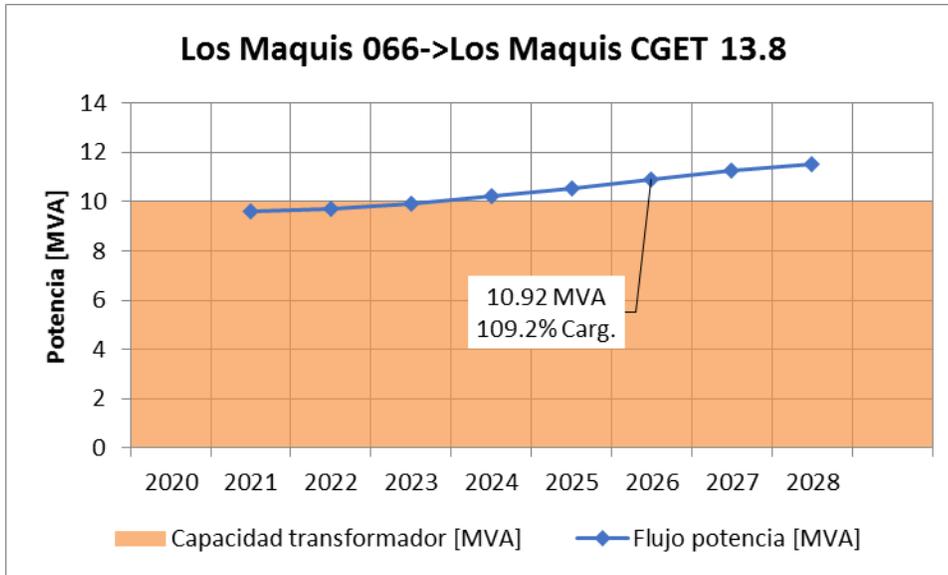


Figura 8.22: Proyección de demanda máxima y capacidad actual del transformador 66/13,2 kV en la S/E Los Maquis (CGE).

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Ampliación en S/E Los Maquis (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue – Talca” en el presente proceso de expansión.

8.3.6 AMPLIACIÓN EN S/E HOSPITAL (RTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Hospital (RTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la localidad de Hospital y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone reemplazar el transformador T1 66/15 kV de 10 MVA por un equipo de transformación 66/15 kV, de al menos 30 MVA.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Hospital muestra que, al año 2026 se alcanzaría una cargabilidad superior al 85% en el transformador 66/15 kV de dicha subestación, por lo que la capacidad de transformación debería ser ampliada.

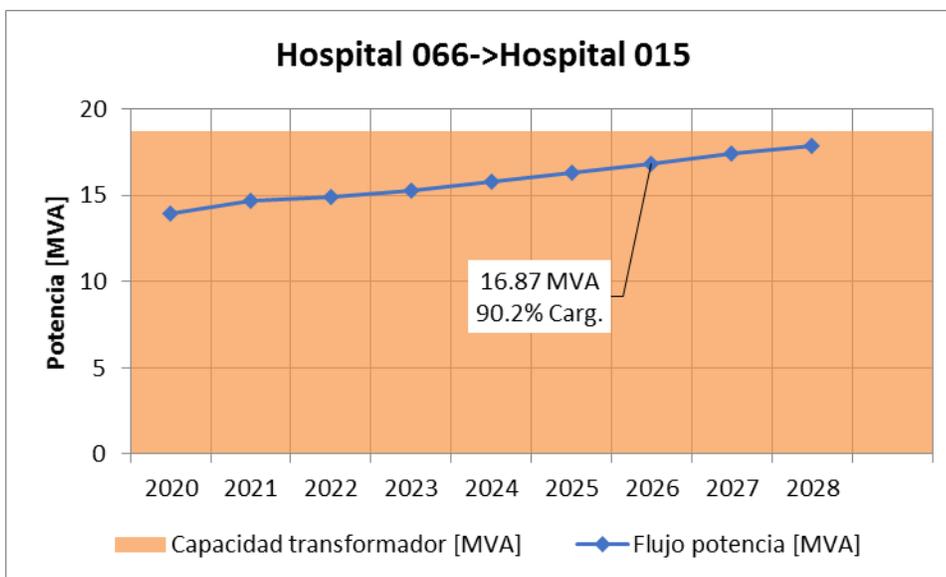


Figura 8.23: Proyección de demanda máxima y capacidad actual del transformador 66/15 kV en la S/E Hospital.

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

8.3.7 NUEVA S/E SECCIONADORA EL GUINDAL

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Seccionadora El Guindal” tiene por objetivo permitir el abastecimiento de la demanda de la localidad de Machalí y sus alrededores, cumpliendo los criterios de seguridad y suficiencia durante todo el período de análisis. Para lograr este objetivo se propone el desarrollo de una nueva subestación denominada Nueva S/E El Guindal, la cual debe poseer un equipo de transformación 110/15 kV, de al menos 30 MVA.

La nueva subestación se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Machali muestra que, al año 2027 se alcanzaría una cargabilidad superior al 85% en el transformador 66/15 kV de dicha subestación, por lo que la capacidad de transformación debería ser ampliada en el corto plazo. Esta estimación se ve enfatizada por la información adjunta por la empresa CGE, la cual muestra un total de 6,7 MW en solicitudes de factibilidades de conexión en la zona de Machalí.

Por otro lado, la S/E Machalí tiene una limitada seguridad del suministro eléctrico, debido a que se conecta al SEN a través de una línea de simple circuito de 66 kV.

En virtud de lo anterior, se propone la nueva S/E El Guindal, con el objetivo de asegurar el suministro eléctrico de la localidad de Machalí y sus alrededores, aumentando también la seguridad de suministro eléctrico, al proveer de un punto de alimentación alternativo a la actual S/E Machalí, el cual además secciona la línea de doble circuito Codegua – Sauzal 110 kV.

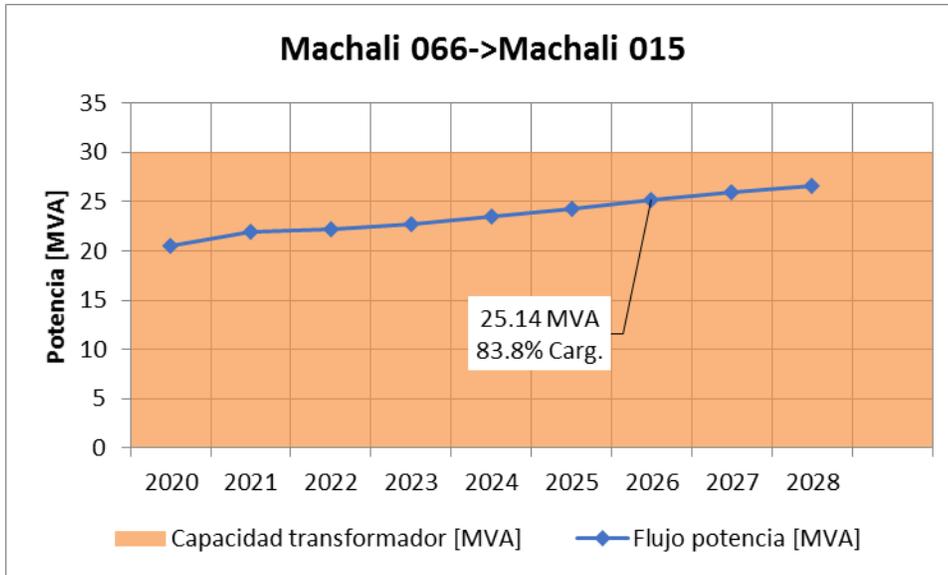


Figura 8.24: Proyección de demanda máxima y capacidad actual del transformador 66/15 kV en la S/E Machalí.

8.3.8 NUEVA S/E SECCIONADORA LINDEROS

Las obras de expansión zonales denominadas “Nueva S/E Seccionadora Linderos” y “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Linderos – Buin” tienen por objetivo permitir el abastecimiento de la ciudad de Buin y sus alrededores, cumpliendo los criterios de seguridad y suficiencia durante todo el período de análisis.

Actualmente, la demanda de la ciudad de Buin y sus alrededores se encuentra abastecida a través de la S/E Buin 66/15 kV, propiedad de la empresa CGE, la cual se abastece desde las SS/EE Alto Jahuel y Fátima mediante líneas de transmisión de simple circuito de 66 kV, tal como se presenta en el siguiente unilineal.

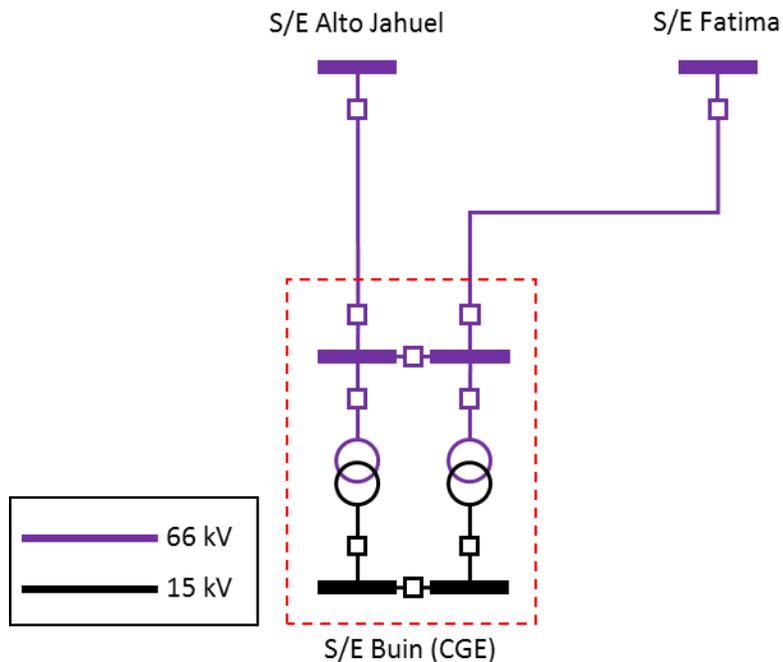


Figura 8.25: Diagrama unilineal simplificado de la conexión actual de la S/E Buin 66/15 kV (CGE).

De acuerdo con la demanda proyectada por esta Comisión y las simulaciones realizadas, se proyecta que al año 2026, la línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin (CGE) tendría una cargabilidad superior al 100%, lo que forzaría a realizar traspasos de demanda entre los transformadores de la S/E Buin para mantener el criterio de suficiencia, tal como se presenta en los siguientes gráficos.

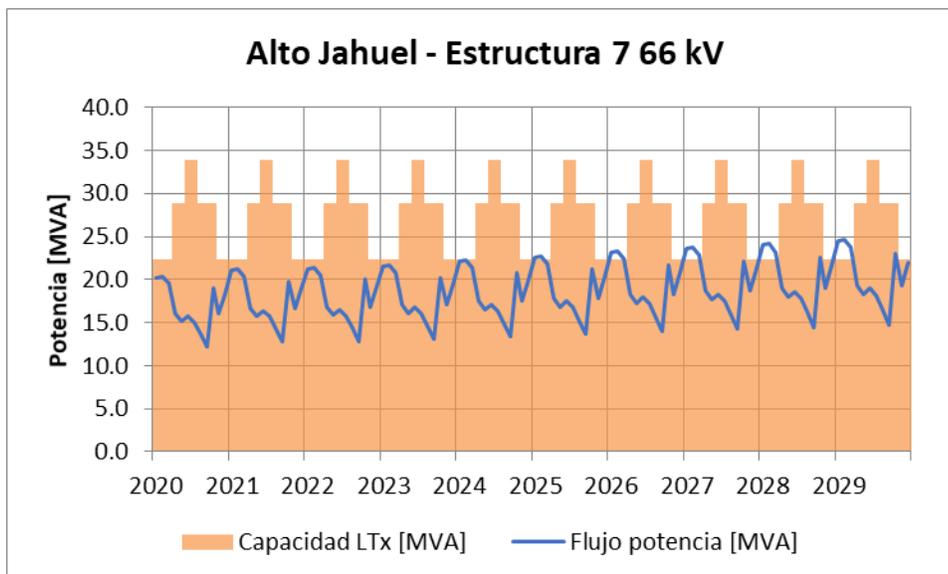


Figura 8.26: Flujo de potencia máximo mensual y capacidad de transmisión térmica de la línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin (CGE), en el tramo Alto Jahuel – Estructura 7.

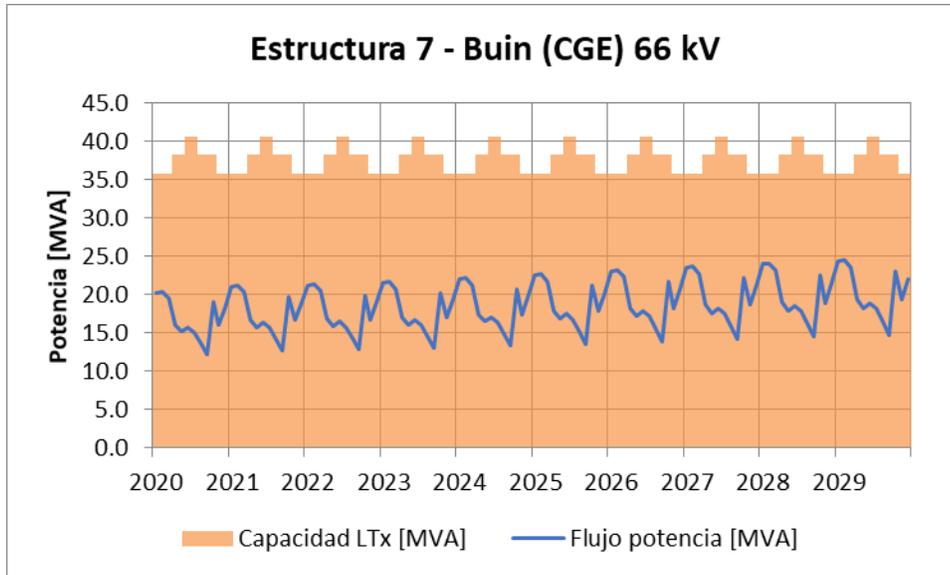


Figura 8.27: Flujo de potencia máximo mensual y capacidad de transmisión térmica de la línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin (CGE), en el tramo Estructura 7 – Buin (CGE).

Por otro lado, la cargabilidad proyectada al año 2026 del transformador 110/66 kV en la S/E Alto Jahuel es superior al 80%, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

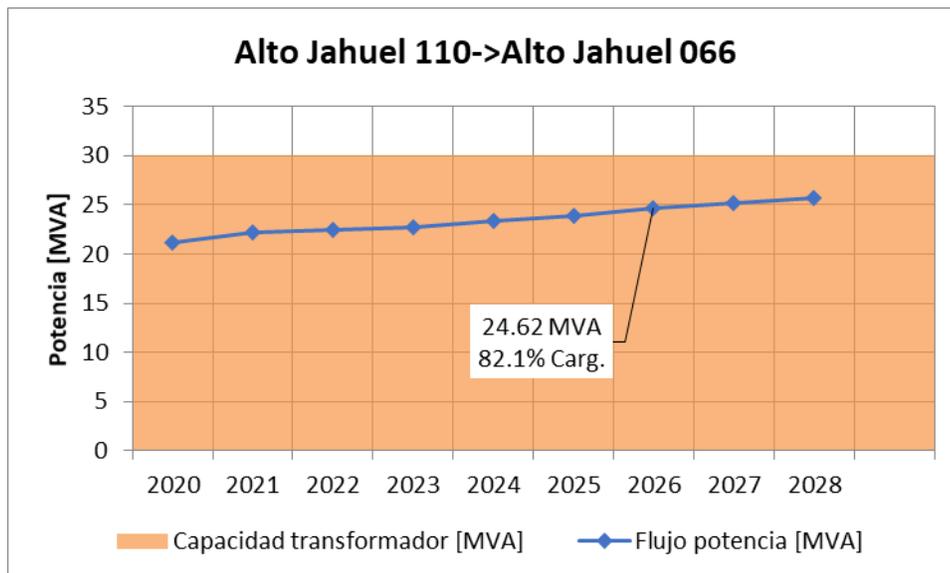


Figura 8.28: Proyección de demanda máxima y capacidad actual del transformador 110/66 kV en la S/E Alto Jahuel.

Considerando lo anterior, esta Comisión considera que es conveniente proponer un nuevo punto de suministro de la demanda de la ciudad de Buin, de manera de posibilitar los traspasos de demanda permanentes desde la actual S/E Buin (CGE) hacia la nueva subestación, y de este modo evitar los refuerzos en la línea de transmisión 1x66 kV Alto Jahuel – Buin y el transformador 110/66 kV en la S/E Alto Jahuel.

Con dicho objetivo se propone la nueva S/E Linderos en las cercanías de la ciudad de Buin, la cual secciona las líneas 2x154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca y 1x66 kV Fátima – Buin (CGE). Esta subestación cuenta con un equipo de transformación 154/66 kV de 75 MVA y un equipo de transformación 66/15 kV de 30 MVA, este último destinado a recibir alimentadores de distribución de la ciudad de Buin y, por lo tanto, reducir la cargabilidad de la S/E Buin (CGE). Adicionalmente, con el objetivo de aumentar la seguridad de suministro para la ciudad de Buin, se propone la ampliación de la capacidad de la línea resultante 1x66 kV Linderos – Buin (CGE) a una capacidad térmica de al menos 58 MVA a 35°C con sol, de manera de poder abastecer la demanda completa de la S/E Buin 66/15 kV en caso de la salida de servicio de la línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin (CGE).

El diagrama unilineal simplificado de la subestación Linderos, en el contexto del sistema eléctrico zonal, se presenta a continuación.

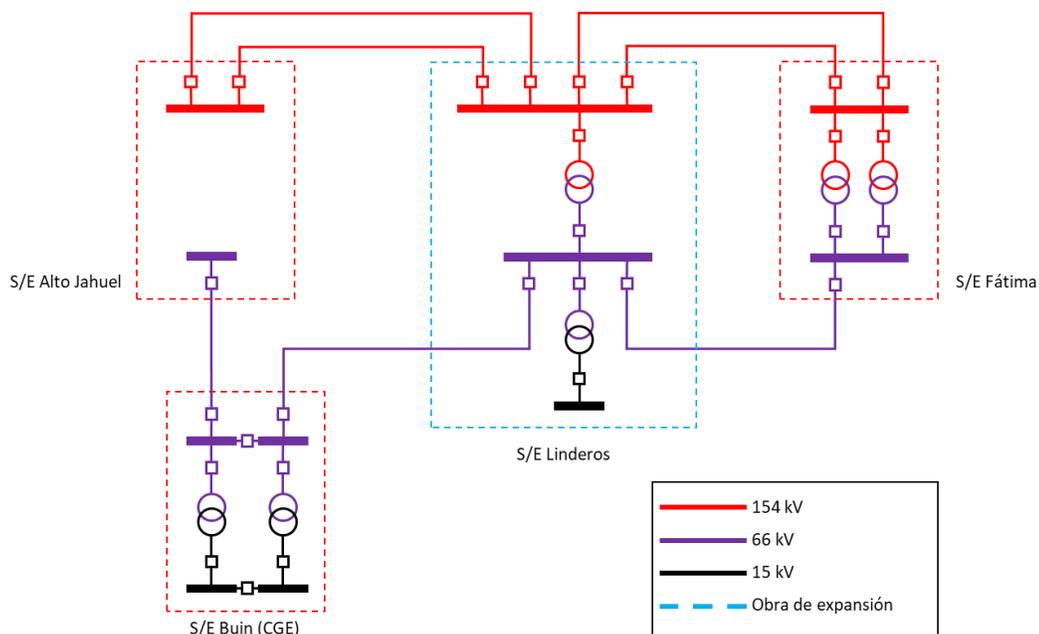


Figura 8.29: Diagrama unilineal simplificado de la nueva S/E Linderos.

8.3.9 NUEVA S/E SECCIONADORA LOS VIÑEDOS

Las obras de expansión zonales denominadas “Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos”, “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Los Viñedos – San Fernando (CGE)” y “Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Los Viñedos – San Fernando (Transec)” tienen por objetivo aumentar la seguridad de suministro del sistema de 154 kV entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue, en particular ante la salida de servicio del banco de autotransformadores 220/154 kV en la S/E Tinguiririca, además de posibilitar la normalización de la conexión de las líneas de 154 kV que llegan a la S/E San Fernando.

El sistema de 154 kV entre las SS/EE Alto Jahuel e Itahue se abastece a través de bancos de autotransformadores 220/154 kV de 300 MVA existentes en las SS/EE Alto Jahuel, Tinguiririca e Itahue, además del banco de autotransformadores 220/154 kV de 300 MVA proyectado en la

S/E Punta de Cortés. Este sistema abastece la demanda de una gran extensión territorial del país, entre la ciudad de Buin por el norte y la ciudad de Curicó por el sur

De acuerdo con las simulaciones realizadas por esta Comisión, se estima que la cargabilidad del banco de autotransformadores 220/154 kV en la S/E Tinguiririca supera el 90% ante la salida de servicio de cualquiera de los bancos de autotransformadores 220/154 kV en las subestaciones Alto Jahuel, Punta de Cortés o Itahue. Las simulaciones se realizaron considerando la demanda máxima proyectada al año 2027, en las subestaciones abastecidas por el sistema de 154 kV desarrollado entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue.

Debido a lo anterior, esta Comisión considera que existe riesgo de que la salida de servicio de alguno de los bancos de autotransformadores 220/154 kV pueda provocar la salida de servicio en cascada del banco de autotransformadores en la S/E Tinguiririca, lo que tendría como consecuencia la posible pérdida de suministro eléctrico a un gran número de clientes, abarcando entre las ciudades de Buin y Curicó.

Con el objetivo de minimizar la probabilidad de pérdida de suministro en el sistema zonal, esta Comisión propone la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 220/154 kV 300 MVA en los alrededores de la S/E Tinguiririca. Dicho equipo no puede ser instalado en la subestación Tinguiririca debido a que el espacio disponible en la subestación no parece ser suficiente para la instalación de dicho equipo.

En consecuencia, se propone la construcción de una nueva subestación denominada “Los Viñedos”, en las cercanías de la S/E Tinguiririca, además de la ampliación de la capacidad de transmisión de las líneas resultantes en 66 kV.

El diagrama unilineal simplificado de la subestación Los Viñedos, en el contexto del sistema eléctrico zonal, se presenta a continuación.

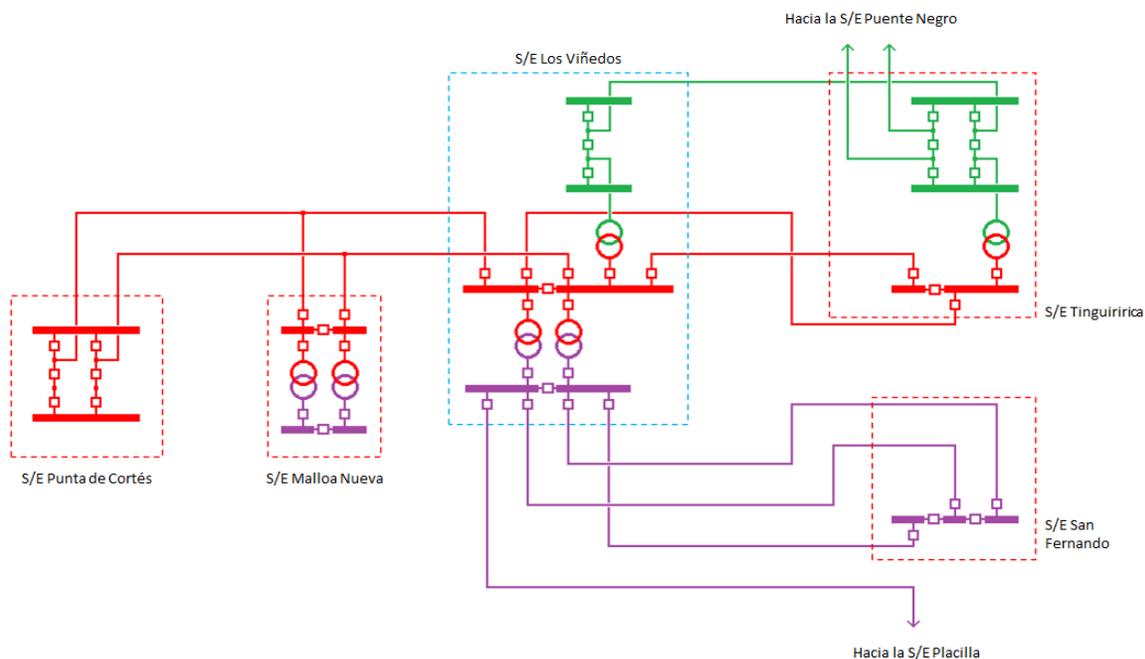


Figura 8.30: Diagrama unilineal simplificado de la nueva S/E Los Viñedos.

8.3.10 AMPLIACIÓN EN LA S/E PUQUILLAY Y NUEVA LT 2X154 KV LOS VIÑEDOS - PUQUILLAY

Las obras de expansión zonales denominadas “Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)” y “Nueva Línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos” tienen por objetivo permitir el abastecimiento de la demanda en las subestaciones Nancagua, Paniahue, Lihueimo y las futuras subestaciones Puquillay y Santa Cruz, asegurando el cumplimiento del criterio de suficiencia durante todo el horizonte de análisis

Actualmente, las subestaciones Lihueimo y Paniahue, además de la futura subestación Santa Cruz, se abastecen radialmente a través de la línea 1x66 kV Lihueimo – Marchigue. De acuerdo con la demanda proyectada por esta Comisión y las simulaciones realizadas, se proyecta que al año 2026, dicha línea tendría una cargabilidad superior al 100%, lo que forzaría a realizar traspasos de demanda entre subestaciones para mantener el criterio de suficiencia, tal como se presenta en los siguientes gráficos.

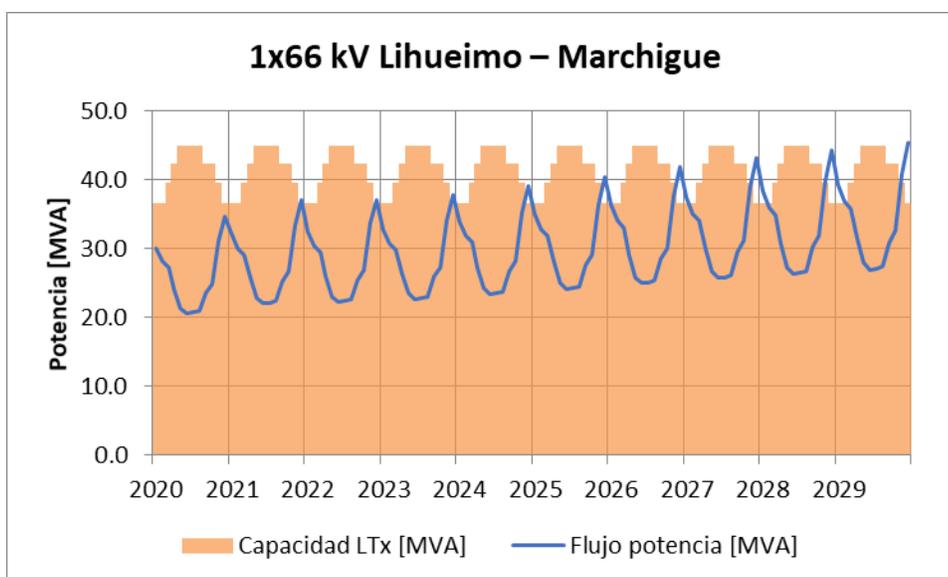


Figura 8.31: Flujo de potencia máximo mensual y capacidad de transmisión térmica de la línea 1x66 kV Lihueimo – Marchigue.

Tomando en cuenta lo anterior, y tomando en cuenta las posibles dificultades que tendría la realización de un proyecto de ampliación de la capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Lihueimo – Marchigue, se proponen los proyectos “Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)” y “Nueva Línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos”.

El diagrama unilineal simplificado de la ampliación en la S/E Santa Cruz y la nueva línea de transmisión 2x154 kV Los Viñedos - Santa Cruz, en el contexto del sistema eléctrico zonal, se presenta a continuación.

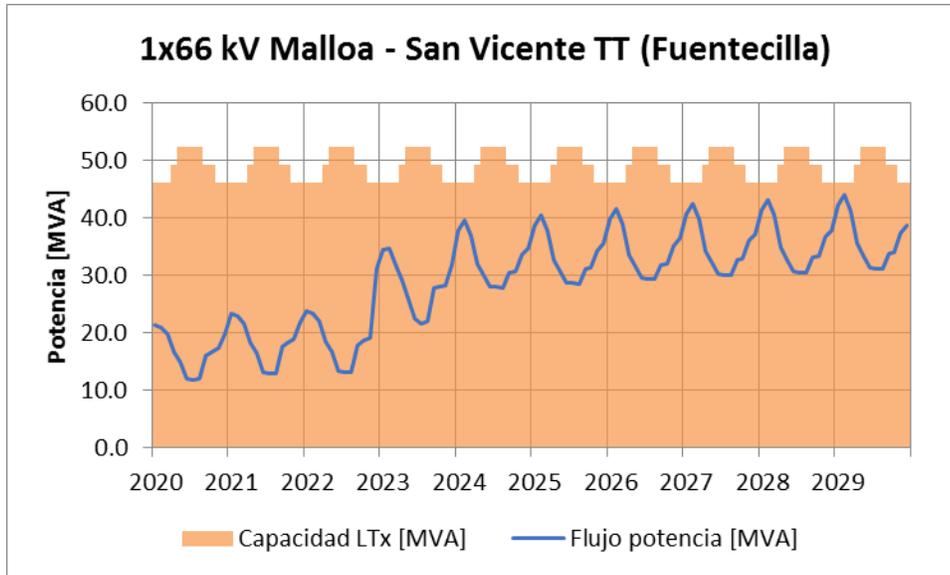


Figura 8.33: Flujo de potencia máximo mensual y capacidad de transmisión térmica de la línea 1x66 kV Malloa – San Vicente de Tagua Tagua (1x66 kV Malloa -Fuentecilla).

Tomando en cuenta lo anterior, y tomando en cuenta que la línea 1x66 kV Esperanza – El Manzano (CGE) ha quedado desierta en numerosas ocasiones, se proponen los proyectos “Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)” y “Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla – Malloa Nueva”, las cuales tienen por objetivo dar suministro a las demandas en las SS/EE Fuentecilla, Las Cabras y El Manzano.

El diagrama unilineal simplificado de la ampliación en la S/E Fuentecilla y la nueva línea de transmisión 2x154 kV Malloa - Fuentecilla, en el contexto del sistema eléctrico zonal, se presenta a continuación.

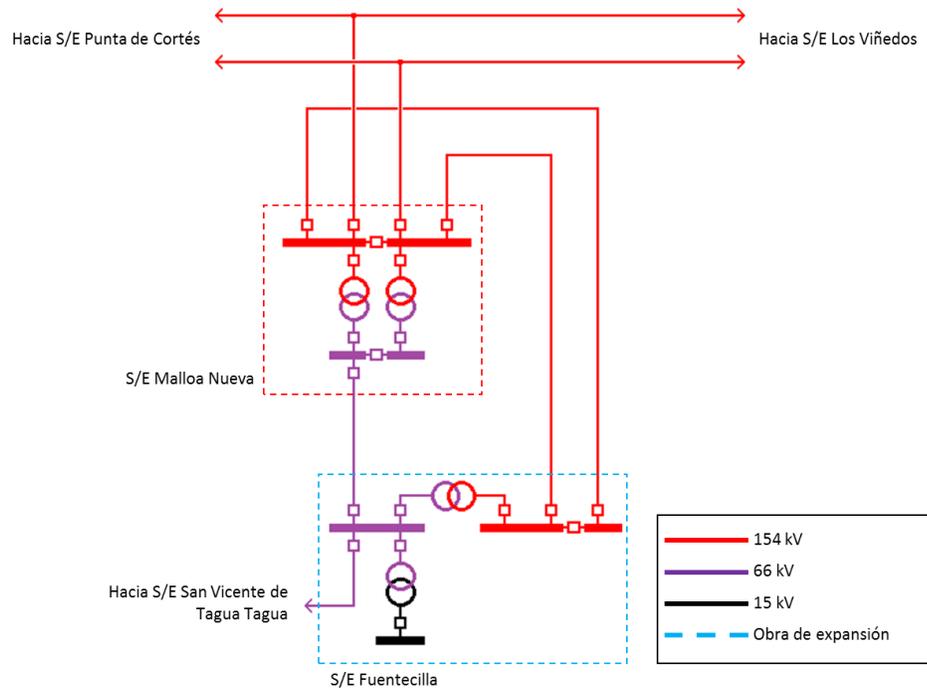


Figura 8.34: Diagrama unilineal simplificado de la ampliación en la S/E Fuentecilla.

8.3.12 NUEVAS SS/EE LAS DELICIAS Y COIQUÉN Y NUEVA LT 2X66 KV LAS DELICIAS - COIQUEN

Las obras de expansión zonales denominadas “Nueva S/E Seccionadora Las Delicias” y “Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén” tienen por objetivo permitir el abastecimiento de la demanda de la localidad de Quirihue y sus alrededores, cumpliendo los criterios de seguridad y suficiencia durante todo el período de análisis.

Esta obra se propone con el objetivo de mejorar la calidad de suministro para la futura subestación Coiquén, la cual se propuso en la obra denominada “Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 kV Coiquén – Hualte”, incluida en el Plan de Expansión Anual de Transmisión del año 2020. Tomando en cuenta que se propone la nueva S/E Seccionadora Las Delicias por concepto de Acceso Abierto, y que este nodo del sistema representaría un nodo mucho más fuerte que la barra de 66 kV de la S/E Hualte, se propone reemplazar la línea 1x66 kV Coiquén – Hualte (propuesta en el Plan de Expansión Anual de Transmisión del año 2020) por la línea 2x66 kV Las Delicias – Coiquen, otorgando de esta manera una mejor calidad de servicio a los clientes que serán suministrados por la S/E Coiquén. Para lograr este objetivo, se promueve el desarrollo de la “Nueva S/E Las Delicias” y la nueva línea 2x66 kV Las Delicias – Coiquen de al menos 46 MVA a 35°C con sol por circuito.

En futuros Planes de Expansión de la Transmisión se evaluará la manera de utilizar la futura subestación Coiquén como un punto de suministro para el sistema de 66 kV, y así aumentar la seguridad de suministro del sistema.

8.3.13 NUEVA SE LITUECHE Y NUEVA LT 2X110 KV LITUECHE - LA ESTRELLA

La obra de expansión zonal denominada “Nueva SE Litueche y Nueva LT 2x110 kV Litueche - La Estrella” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda de la localidad de Litueche y sus alrededores, cumpliendo los criterios de seguridad y suficiencia durante todo el período de análisis.

Actualmente, la localidad de Litueche se abastece a través del alimentador Litueche, el cual se conecta a la subestación Reguladora Rapel 66/13,2 kV. De acuerdo con la demanda proyectada por esta Comisión y las simulaciones realizadas, se proyecta que al año 2026 dicho transformador tendría una cargabilidad superior al 100%, tal como se presenta en el siguiente gráfico. Esto forzaría a realizar traspasos de demanda entre subestaciones del sistema para mantener el criterio de suficiencia.

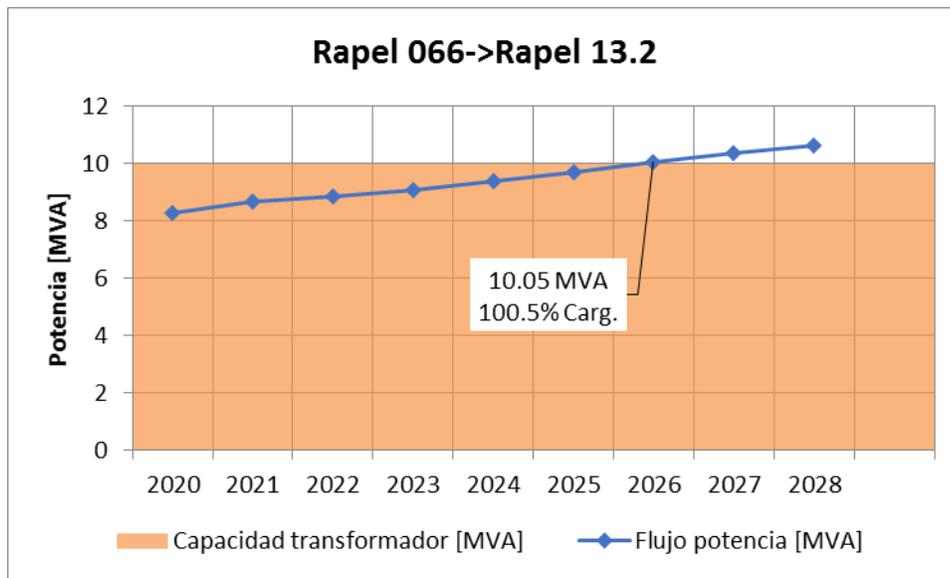


Figura 8.35: Proyección de demanda máxima y capacidad actual del transformador 66/13,2 kV en la S/E Reguladora Rapel.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la construcción de la nueva subestación Litueche, la cual contará con un equipo de transformación 110/13,2 kV de al menos 15 MVA y de la línea 2x110 kV Litueche - La Estrella con una capacidad de al menos 90 MVA. Se recomienda que la S/E Litueche se emplace al sur de la ciudad de Litueche, de manera de tener acceso al alimentador Litueche. Adicionalmente, el emplazamiento al sur de la ciudad de Litueche permitiría que la subestación del mismo nombre tuviese acceso al alimentador Marchigüe La Estrella (el cual se abastece desde la S/E Marchigüe), y por lo tanto posibilitaría que la S/E Litueche de respaldo a otras subestaciones del sistema cercano.

SISTEMA ZONAL F

8.3.14 AMPLIACIÓN EN S/E PAILLACO (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV LLOLLEHUE – LOS LAGOS

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Paillaco (NTR ATMT) y seccionamiento línea 1x66 kV Llollehue – Los Lagos” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Paillaco durante todo el horizonte de análisis y brindar flexibilidad a la zona ante una contingencia en la LT 1x66 kV Llollehue – Los Lagos.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Paillaco muestra que, al año 2026, se alcanzaría una cargabilidad superior al 85% en el tramo de transformación que suministra en 13,8 kV, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de una nueva unidad 66/13,8 kV de, a lo menos 15 MVA en S/E Paillaco y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Llollehue – Los Lagos, en S/E Paillaco.

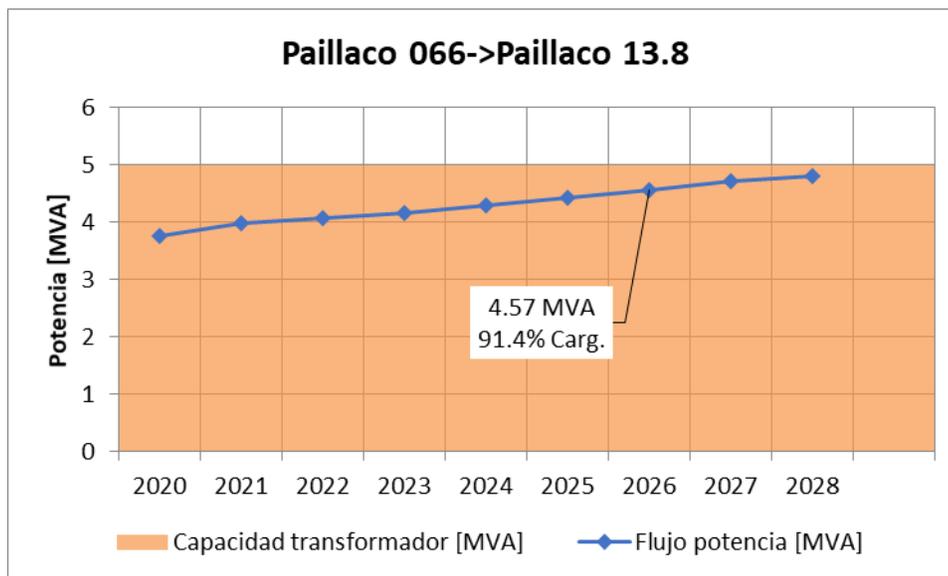


Figura 8.36: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Paillaco.

8.4 ANÁLISIS DE RESILIENCIA

De acuerdo con lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de Planificación, en el presente análisis se determinaron las expansiones de transmisión nacional y zonal que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a eventualidades de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto.

En particular, en esta etapa se analizó, mediante estudios eléctricos o de despacho económico, según corresponda, el comportamiento del sistema eléctrico frente a las siguientes contingencias: (i) maremotos, (ii) Aumento de costos de combustibles e (iii) condiciones hidrológicas extremas.

8.4.1 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.

Para estos efectos, en esta sección, 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 2027, 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 disponibilidad de centrales en cada zona.

Se respalda el siguiente análisis en la base de datos *PowerFactory* llamada “BD CNE Expansion 2021 ITP Parte 1”.

Respecto de la disponibilidad de centrales, se toman las trayectorias de descarbonización indicadas en el punto 7.3.4, en un escenario medio.

8.4.1.1 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)

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Tocopilla considera una transferencia de, aproximadamente, 840 MW desde la S/E Los Changos 500 kV hacia la S/E Kimal 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.

8.4.1.2 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)

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Mejillones considera una transferencia de, aproximadamente, 1.200 MW desde la S/E Parinas 500 kV hacia la S/E Los Changos 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.

8.4.1.3 Análisis zona Huasco

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

- Guacolda

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. 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.

8.4.1.4 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 (retiradas en 2020 y 2022 respectivamente), 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.

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Quintero – Valparaíso, considera transferencia de aproximadamente 70 MW desde la S/E Ventanas 110 kV 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 480 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.

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.

8.4.1.5 Análisis zona Coronel

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

- Santa María
- Petropower
- Newen
- 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. No obstante lo anterior, se observa que la salida de las centrales individualizadas anteriormente, no producen un desabastecimiento de la demanda en la zona. Por lo tanto, no se proponen obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

8.4.2 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 numeral 7.4.7.2.1 del presente informe, este análisis se realizó mediante simulaciones estocásticas, variando el precio del combustible GNL durante el año 2026 y el año 2034, 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 2034, conforme a la metodología descrita en el numeral 7.4.7.2.1.

Tabla 8.11: 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	21.625	18.166	21.536	20.278	31.731	19.980	16.672	19.439	18.844	29.260
Costo Operacional Con Shock año 2026	21.427	17.929	21.283	20.099	31.487	19.787	16.438	19.188	18.669	29.020
Diferencia de Costo Operacional	-198	-237	-253	-179	-244	-193	-234	-251	-175	-241
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2026	4,92	2,94	1,94	3,83	2,75					

La tabla anterior muestra que al enfrentar un shock de precios de combustibles el año 2026, el sistema presenta una mayor capacidad de resiliencia al contar con expansiones, debido a que hace un mejor uso de los recursos de generación. Si bien los efectos son bajos esto es producto de que la mayoría de los proyectos de Transmisión Nacional tienen su puesta en servicio posterior al año 2026.

Tabla 8.12: Beneficios frente a un Shock de precios en año 2034

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	21.625	18.166	21.536	20.278	31.731	19.980	16.672	19.439	18.844	29.260
Costo Operacional Con Shock año 2034	21.391	17.964	21.294	20.051	31.463	19.780	16.519	19.239	18.653	29.017
Diferencia de Costo Operacional	-234	-202	-242	-227	-268	-200	-154	-199	-192	-244
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2034	34,11	48,16	42,41	35,38	23,97					

La tabla anterior muestra que al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2034, el sistema presenta una mayor capacidad de resiliencia en todos los escenarios en los cuales cuenta con las expansiones propuestas para el Plan de Expansión (los montos varían entre los 24 y 48 millones), en este caso los beneficios se amplifican más de 11 veces respecto al shock de precios realizados el año 2026, lo que obedece principalmente a dos factores: el ingreso de obras estructurales que permiten incrementar la capacidad de evacuación de las regiones de Antofagasta, Atacama y Coquimbo y con ello disponer en cualquier escenario de una mayor libertad para lograr un óptimo uso de los recursos de la matriz diversa de generación; y al crecimiento de la demanda, que incluso en escenarios de demanda baja, muestra la necesidad de contar con un sistema con mayores holguras para lograr abastecer de forma eficiente el sistema.

8.4.3 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 y que hace uso de la mayor cantidad de combustibles fósiles para lograr abastecer la demanda; y la segunda, una serie hidrológica extrema húmeda y que hace uso de la menor cantidad de combustibles fósiles para lograr abastecer la demanda durante el período de análisis. El efecto se analizará considerando el sistema sin proyectos de expansión y con proyectos de expansión.

En primera instancia, se muestran los resultados obtenidos de enfrentar el sistema de transmisión a la serie hidrológica seca, conforme a la metodología descrita en el numeral 7.4.7.2.2.

La siguiente tabla resume los costos operacionales e inversiones y las variaciones al comparar el caso base y con proyectos de expansión.

Tabla 8.13: 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	12.618	11.058	12.983	11.799	17.112	11.804	10.368	12.001	11.089	15.994
Costo Operacional Con Serie Hid Seca	16.893	14.189	17.026	15.371	22.534	15.860	13.382	15.864	14.509	21.197
Diferencia de Costo Operacional	4.274	3.131	4.044	3.571	5.422	4.056	3.014	3.863	3.420	5.203
Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Seca	-218	-117	-181	-151	-219					

La tabla anterior muestra que el sistema con proyectos de expansión presenta mejores costos operacionales que el sistema sin proyectos de expansión frente a una hidrología extrema seca en todos los escenarios. Además, el sistema con expansiones cuenta con una mayor capacidad de resiliencia, en todos los escenarios al enfrentarse a una condición extrema seca, dado que las holguras en transmisión le permiten optimizar de mejor manera la matriz de generación diversa con la que cuenta el Sistema Eléctrico Nacional.

En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema eléctrico obtiene con las obras de expansión, para la hidrología analizada, se observa que el sistema puede responder ante tales eventos, razón por la cual no se incorporarán obras adicionales o modificaciones a las ya propuestas en el presente plan de expansión.

Finalmente, se muestran los resultados obtenidos de enfrentar al sistema a la serie hidrológica extrema húmeda, conforme a la metodología descrita en el numeral 7.4.7.2.2. La siguiente tabla resume los costos operacionales y las variaciones al comparar el caso base y con el caso con expansiones.

Tabla 8.14: 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	12.618	11.058	12.983	11.799	17.112	11.804	10.368	12.001	11.089	15.994
Costo Operacional Con Serie Hid Húmeda	10.538	9.035	10.748	9.900	14.248	9.605	8.492	9.801	9.158	13.095
Diferencia de Costo Operacional	-2.080	-2.023	-2.235	-1.900	-2.864	-2.199	-1.876	-2.200	-1.931	-2.899
Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Seca	-119	147	35	-31	-35					

La Tabla 8.14 muestra que el sistema con proyectos de expansión presenta mejores costos operacionales que el sistema sin proyectos de expansión, en todos los escenarios, frente a una hidrología extrema húmeda.

Adicionalmente, se observa que el sistema con expansiones, en tres de los cinco EGPT, presenta una menor resiliencia que el caso base, es decir frente a una hidrología húmeda y un sistema con las obras de expansión promovidas en este informe, la generación hidráulica desplaza una magnitud mayor de energía producida por fuentes de generación menos eficientes.

En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema obtiene con las obras de expansión para la hidrología extrema húmeda analizada, se observa que el sistema puede responder de buena forma ante tales eventos, razón por la cual no se incorporarán obras adicionales o modificaciones a las ya propuestas en el presente plan de expansión.

8.5 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR ACCESO ABIERTO

Conforme establece el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios. En este sentido existen zonas del país donde las características geográficas, disponibilidad de recursos renovables y capacidad del sistema de transporte hacen deseable que agentes privados desarrollen proyectos de generación. A continuación, se desarrolla una descripción de los proyectos promovidos en este Plan de Expansión, teniendo en consideración los criterios establecidos en la sección 7.4.2 del presente informe.

8.5.1 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA POZO ALMONTE

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Nueva Pozo Almonte con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Tarapacá, en particular la comuna de Pozo Almonte y, las capacidades de transferencia que ha adquirido la zona con los proyectos de expansión decretados en planes de expansión anteriores, obras que involucran a la subestación Lagunas y subestación Nueva Pozo Almonte.

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Nueva Pozo Almonte en plataforma y barras para el desarrollo de cuatro nuevas diagonales que permitan la conexión de futuros proyectos, dichas obras deberán mantener las características de capacidad de barras y configuración de barras de la subestación actual, esta última corresponde a Interruptor y Medio.

8.5.2 NUEVA S/E LLULLAILLACO

El proyecto tiene como objetivo proporcionar una nueva subestación que permita el desarrollo del potencial energético que tiene la Región de Antofagasta, en particular la comuna de Taltal. Esta subestación será complementaria a la subestación Parinas, la cual considerando el uso eficiente del territorio no puede albergar el desarrollo completo de la zona.

La subestación Lullaillaco se localizará a unos 30 kilómetros al sur de la S/E Parinas, donde seccionará la línea 2x500 kV Parinas – Cumbres.

La nueva S/E Lullaillaco ha sido promovida considerando inicialmente sólo un patio de 500 kV, en atención a la capacidad de los proyectos de generación que se espera se conecten a esta instalación, los que deberán hacerlo directamente en dicho nivel de tensión.

8.5.3 AMPLIACIÓN EN S/E LOICA

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Loica con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins, en particular la comuna de Litueche, esta decisión también se funda en la capacidad de crecimiento que tienen los corredores de 220 kV que unen la subestación Loica con la subestación Lo Aguirre.

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Loica en plataforma y barras para el desarrollo de cuatro nuevas diagonales que permitan la conexión de futuros proyectos, dichas obras deberán mantener las características de capacidad de barra y configuración de barras de la subestación actual, esta última corresponde a Interruptor y Medio.

8.5.4 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la S/E Nueva Cauquenes con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región del Maule, en particular la comuna de Cauquenes, esta decisión toma en consideración la capacidad de transporte de la zona a través del nuevo sistema de transmisión 2x220 kV y capacidad de al menos 485 MVA que interconectará las subestaciones Itahue – Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes -Dichato – Hualqui.

El proyecto consiste en la ampliación de la S/E Nueva Cauquenes en plataforma y barras para el desarrollo de dos nuevas diagonales que permitan la conexión de futuros proyectos.

8.5.5 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO

Las obras tienen como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Celulosa Pacífico, agregando al menos una nueva posición para conexión de proyectos, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de la Araucanía, en particular las comunas de Renaico, Collipulli y Mulchén, esta decisión toma en consideración las obras contenidas en el Decreto Exento N°185 del Ministerio de Energía, de septiembre de 2021. El proyecto establecido en dicho Decreto no incluyó nuevas posiciones para la conexión de proyectos, produciéndose una situación de ineficiencia que se busca corregir mediante esta modificación, aprovechando la instancia de intervención de la instalación para mejorar las condiciones de acceso abierto a ella.

8.5.6 NUEVA S/E LAS DELICIAS

El proyecto tiene como objetivo proporcionar una nueva subestación que permita, por una parte, el desarrollo del potencial energético que tiene la Región de Ñuble, así como la conexión de nuevas SS/EE primarias de distribución que apoyen el suministro eléctrico a clientes finales de la zona costera y centro de dicha región.

En particular, esta nueva subestación permitirá alimentar la futura S/E Coiquén, originalmente planificada para ser abastecida desde la S/E Hualte, situación que viene a ser modificada mediante el presente plan de expansión. La Nueva S/E Las Delicias seccionará la línea 2x220 kV Nueva Cauquenes – Dichato, aproximadamente a 53 km de la subestación Dichato, además la subestación contará con un patio en 220 kV y 66 kV y un equipo de transformación 220/66 kV de al menos 75 MVA.

8.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN

Al realizar la comparación del indicador Riesgo de Transmisión, para distintos años del horizonte de planificación, se puede determinar el efecto que los proyectos del Plan de Expansión propuesto tienen en las diferencias monetarias esperadas para cada año, para el abastecimiento de cada barra de consumo a partir de las distintas barras de inyecciones.

La Tabla 8.15 muestra el efecto monetario de la reducción del Riesgo de Transmisión producto del Plan de Expansión propuesto, respecto al caso base, para el Escenario 1, Escenario 2, Escenario 3, Escenario 4 y Escenario 5 en el horizonte de planificación.

Tabla 8.15: Reducción de Riesgo de Transmisión para cada escenario

Año	Esc-1	Esc-2	Esc-3	Esc-4	Esc-5
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	-2	3	-3	6	0
2026	-17	-9	-20	-8	-16
2027	-100	-111	-107	-83	-98
2028	-94	-134	-111	-133	-126
2029	-181	-137	-199	-126	-189
2030	-235	-156	-279	-177	-245
2031	-240	-183	-262	-198	-277
2032	-238	-192	-253	-230	-289
2033	-213	-139	-217	-173	-293
2034	-234	-174	-231	-212	-337
2035	-249	-245	-254	-207	-367
2036	-242	-282	-289	-205	-438
2037	-239	-261	-292	-223	-437
2038	-237	-252	-308	-219	-439
2039	-228	-272	-324	-196	-418
2040	-233	-276	-330	-198	-424
Total	-2.982	-2.820	-3.479	-2.579	-4.391

De la tabla anterior, se observa que todos los escenarios reducen el índice de Riesgo de Transmisión, producto del Plan de Expansión propuesto.

En general, el beneficio promedio para todos los escenarios es de alrededor de USD 3.250 millones durante todo el periodo de análisis, obteniéndose diferencias entre los escenarios que alcanzan los USD 1.811 millones aproximadamente, reflejando el efecto de los diferentes planes de obras de generación.



En conclusión, el Plan de Expansión propuesto permite contar con una disminución del índice de Riesgo de Transmisión para los cinco EGPT, en una magnitud tal que justifica y compensa las evaluaciones económicas previamente efectuadas, cumpliéndose de esta manera la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común.

9 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

La valorización de las instalaciones que se proponen en el presente Informe Técnico se realizó de acuerdo a la metodología de valorización descrita en el Anexo N° 3 del presente documento. A continuación se presentan las valorizaciones de las obras de expansión descritas en los numerales 2 y 4.

9.1 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 9.1: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional

		Ampliación en S/E Parinacota (BS)	Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte (IM)	Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	Aumento Capacidad de Línea 2x500 kV Los Changos - Cumbre y Línea 2x500 kV Cumbre - Nueva Cardones	Ampliación en S/E Loica (IM)	Ampliación en S/E Entre Ríos (NTR ATAT)
1	Costos Directos	219.701	1.113.220	6.724.076	15.694.306	734.333	1.285.328	13.094.458
1.1	Ingeniería	33.375	104.305	662.603	1.108.652	132.469	115.506	926.001
1.2	Instalación de faenas	102.122	102.193	415.995	537.285	133.382	102.122	518.091
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	84.204	906.722	5.645.478	14.048.369	468.482	1.067.701	11.650.366
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	726.910	864.546	2.450.277	3.584.673	1.174.874	947.535	3.003.833
2.1	Gastos generales y Seguros	345.947	373.331	1.266.532	1.678.774	617.575	379.507	1.595.262
2.2	Inspección técnica de obra	351.519	351.519	849.642	849.642	499.561	351.519	849.642
2.3	Utilidades del contratista	13.824	62.569	117.643	420.518	24.449	75.397	260.764
2.4	Contingencias	15.620	65.183	216.460	464.046	33.289	78.406	298.166
2.5	Servidumbre	0	11.944	0	171.694	0	62.706	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	946.611	1.977.765	9.174.353	19.278.979	1.909.207	2.232.863	16.098.291
4	Intereses Intercalarios	47.331	98.888	275.231	963.949	95.460	111.643	804.915
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		993.942	2.076.654	9.449.584	20.242.928	2.004.667	2.344.506	16.903.206

9.2 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 9.2: Valor de Inversión de la Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional

		Nueva S/E Seccionadora Lullallaco	Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre	Nueva S/E Seccionadora El Pimiento
1	Costos Directos	17.171.694	185.674.917	13.552.360
1.1	Ingeniería	1.326.512	11.084.744	981.242
1.2	Instalación de faenas	518.091	1.054.094	356.275
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	15.327.091	173.536.079	12.214.843
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0
2	Costos Indirectos	3.712.533	15.425.307	3.623.036
2.1	Gastos generales y Seguros	1.726.730	6.515.285	1.626.700
2.2	Inspección técnica de obra	849.642	1.699.283	849.642
2.3	Utilidades del contratista	525.553	2.562.413	327.345
2.4	Contingencias	375.462	1.938.545	238.015
2.5	Servidumbre	235.146	2.709.781	581.334
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0
3	Monto Contrato	20.884.227	201.100.224	17.175.396
4	Intereses Intercalarios	1.044.211	10.055.011	858.770
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		21.928.439	211.155.235	18.034.166

9.3 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 9.3: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal A, B, C, D y F

		Seccionamiento Línea 1x66 kV Chapiquiña - Arica en S/E Parinacota	Ampliación en S/E Casas Viejas (NTR ATMT)	Seccionamiento Circuito N°1 Línea 2x110 kV Agua Santa - Laguna Verde en S/E Los Placeres y Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Tap Placeres - Los Placeres	Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Paillaco (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Llollehue - Los Lagos
1	Costos Directos	1.237.754	3.026.344	1.987.918	2.567.922	2.894.529
1.1	Ingeniería	0	283.506	220.796	205.240	236.908
1.2	Instalación de faenas	0	132.349	346.274	244.152	244.152
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	0	2.610.489	1.420.848	2.118.529	2.413.469
1.4	Intervención instalación dedicada	1.237.754	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	644.775	1.357.893	2.073.714	1.309.089	1.360.839
2.1	Gastos generales y Seguros	0	672.679	990.952	659.362	669.925
2.2	Inspección técnica de obra	0	499.561	851.080	499.561	499.561
2.3	Utilidades del contratista	0	86.025	74.938	70.746	91.338
2.4	Contingencias	0	99.628	85.920	79.420	100.015
2.5	Servidumbre	0	0	70.824	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	644.775	0	0	0	0
3	Monto Contrato	1.882.529	4.384.236	4.061.632	3.877.011	4.255.369
4	Intereses Intercalarios	56.476	219.212	176.137	193.851	212.768
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		1.939.005	4.603.448	4.237.769	4.070.862	4.468.137

Tabla 9.4: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E

		<i>Ampliación en S/E Leyda (NTR ATMT)</i>	<i>Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Buiñ - Linderos</i>	<i>Ampliación en S/E Hospital (RTR ATMT)</i>	<i>Ampliación en S/E La Estrella (BS)</i>	<i>Ampliación en S/E Fuentecilla (NBFS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)</i>	<i>Ampliación en S/E Puquillay (NBFS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)</i>	<i>Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Viñedos - San Fernando (CGE)</i>	<i>Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Viñedos - San Fernando (Transelec)</i>
1	Costos Directos	1.926.443	969.354	2.495.404	430.472	4.901.915	4.901.915	516.708	645.540
1.1	Ingeniería	169.883	89.504	248.241	49.143	378.698	378.698	115.449	124.006
1.2	Instalación de faenas	272.183	264.059	132.349	71.894	300.214	300.214	143.788	143.788
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.484.377	615.790	2.114.813	309.435	4.223.003	4.223.003	257.471	377.746
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.456.384	1.134.820	1.312.126	413.439	2.064.797	2.064.797	1.070.253	1.086.374
2.1	Gastos generales y Seguros	765.917	517.955	659.613	124.460	1.059.640	1.059.640	508.676	512.404
2.2	Inspección técnica de obra	579.370	499.561	499.561	218.911	663.038	663.038	499.561	499.561
2.3	Utilidades del contratista	51.893	50.444	70.307	24.902	162.293	162.293	26.857	32.900
2.4	Contingencias	59.203	66.859	82.644	27.251	179.827	179.827	35.158	41.508
2.5	Servidumbre	0	0	0	17.916	0	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	3.382.827	2.104.173	3.807.529	843.911	6.966.712	6.966.712	1.586.961	1.731.914
4	Intereses Intercalarios	169.141	63.125	190.376	42.196	348.336	348.336	47.609	51.957
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.551.969	2.167.299	3.997.906	886.107	7.315.048	7.315.048	1.634.570	1.783.872

		Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Los Viñedos - Tinguiririca y Ampliación en S/E Tinguiririca	Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1X66 kV San Fernando – Teno	Ampliación en S/E Los Maquis (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue - Talca	Ampliación en S/E Nueva Cauquenes (IM)
1	Costos Directos	1.425.214	2.762.453	3.522.691	727.184
1.1	Ingeniería	128.079	228.076	278.916	79.219
1.2	Instalación de faenas	244.152	244.152	244.152	102.122
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.052.983	2.290.225	2.999.622	545.843
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.123.065	1.339.809	1.410.395	799.057
2.1	Gastos generales y Seguros	521.125	665.581	684.975	361.159
2.2	Inspección técnica de obra	499.561	499.561	499.561	351.519
2.3	Utilidades del contratista	46.455	83.117	108.008	41.725
2.4	Contingencias	55.923	91.549	117.850	44.654
2.5	Servidumbre	0	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0
3	Monto Contrato	2.548.279	4.102.263	4.933.085	1.526.242
4	Intereses Intercalarios	76.448	205.113	246.654	76.312
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		2.624.728	4.307.376	5.179.740	1.602.554

9.4 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 9.5: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal C, y E

		Nueva S/E Seccionadora Pachacama
1	Costos Directos	6.742.490
1.1	Ingeniería	466.427
1.2	Instalación de faenas	300.214
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	5.975.850
1.4	Intervención instalación dedicada	0
2	Costos Indirectos	2.613.373
2.1	Gastos generales y Seguros	1.100.029
2.2	Inspección técnica de obra	663.038
2.3	Utilidades del contratista	181.660
2.4	Contingencias	129.378
2.5	Servidumbre	539.269
2.6	Intervención instalación dedicada	0
3	Monto Contrato	9.355.864
4	Intereses Intercalarios	467.793
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		9.823.657

		<i>Nueva S/E Seccionadora Linderos</i>	<i>Nueva S/E Seccionadora El Guindal</i>	<i>Nueva S/E Litueche y Nueva Línea 2x110 kV Litueche - La Estrella</i>	<i>Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla - Malloa Nueva</i>	<i>Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos</i>	<i>Nueva Línea 2x154 kV Los Viñedos - Puquillay</i>	<i>Nueva S/E Seccionadora Las Delicias</i>	<i>Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén</i>
1	Costos Directos	12.355.649	6.485.813	8.600.102	6.148.446	23.718.044	7.165.903	12.604.453	7.747.034
1.1	Ingeniería	1.012.383	471.542	1.238.344	1.264.900	1.619.390	1.306.557	926.456	1.453.556
1.2	Instalación de faenas	300.214	300.214	374.171	544.366	518.091	544.366	356.275	1.118.864
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	11.043.052	5.714.057	6.987.588	4.339.180	21.580.563	5.314.979	11.321.721	5.174.614
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	3.195.297	2.414.027	3.571.531	8.432.225	4.976.651	11.033.048	3.074.828	5.091.414
2.1	Gastos generales y Seguros	1.213.837	1.088.043	1.463.491	2.806.388	1.834.465	2.827.598	1.606.917	2.234.498
2.2	Inspección técnica de obra	663.038	663.038	982.249	1.663.864	849.642	1.663.864	849.642	1.429.012
2.3	Utilidades del contratista	296.187	156.189	125.851	113.920	472.216	135.569	314.985	174.346
2.4	Contingencias	222.973	113.613	248.480	226.799	346.745	260.860	228.634	253.558
2.5	Servidumbre	799.262	393.145	751.460	3.621.253	1.473.584	6.145.157	74.650	1.000.000
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	15.550.946	8.899.840	12.171.634	14.580.671	28.694.695	18.198.951	15.679.280	12.838.448
4	Intereses Intercalarios	777.547	444.992	442.560	437.420	1.434.735	545.969	783.964	491.623
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		16.328.493	9.344.832	12.614.193	15.018.091	30.129.430	18.744.920	16.463.244	13.330.071

		Nueva S/E Monte Blanco y Nueva S/E El Lazo	Nueva Línea 1x110 kV El Pimiento - Monte Blanco, Nueva Línea 1x110 kV Monte Blanco - El Lazo y Nueva Línea 1x110 kV El Lazo - El Pimiento
1	Costos Directos	8.050.004	7.959.140
1.1	Ingeniería	532.954	1.324.636
1.2	Instalación de faenas	325.154	376.182
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	7.191.896	6.258.322
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0
2	Costos Indirectos	4.349.602	6.515.752
2.1	Gastos generales y Seguros	2.073.942	1.273.734
2.2	Inspección técnica de obra	1.326.076	849.642
2.3	Utilidades del contratista	186.230	144.480
2.4	Contingencias	134.804	275.099
2.5	Servidumbre	628.550	3.972.797
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0
3	Monto Contrato	12.399.606	14.474.892
4	Intereses Intercalarios	619.980	434.247
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		13.019.586	14.909.139



10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS



11 ANEXO 2: METODOLOGÍA DE VALORIZACIÓN DE PROYECTOS



12 ANEXO 3: SIGLAS UTILIZADAS EN EL PRESENTE INFORME



13 ANEXO 4: METODOLOGÍA RESILIENCIA