COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

REF.: Aprueba Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019.

SANTIAGO, 08 ENE 2020

RESOLUCIÓN EXENTA Nº 07

VISTOS:

a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión" o "CNE", modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;

b) Lo dispuesto en el D.F.L. Nº 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, modificada por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente la "Ley" o "Ley General de Servicios Eléctricos";

c) Lo dispuesto en la Ley N° 20.936, de 2016, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente "Ley N° 20.936";

d) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 18, de 10 de enero de 2017, publicada en el Diario Oficial con fecha 13 de enero de 2017, y sus modificaciones posteriores, que "Establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936", en adelante e indistintamente "Resolución Exenta N° 18";

e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 382 de la Comisión, de 20 de julio de 2017, publicada en el Diario Oficial con fecha 26 de julio de 2017, que "Establece las normas necesarias para la adecuada implementación del registro de participación ciudadana a que se

refiere el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos", en adelante e indistintamente "Resolución Exenta N° 382";

f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 711, de 12 de diciembre de 2017, publicada en el Diario Oficial con fecha 18 de diciembre de 2017, modificada mediante Resolución Exenta N° 675, de 09 de octubre de 2018, publicada en el Diario Oficial de 17 de octubre de 2018, que "Establece metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y deja sin efecto la Resolución CNE N° 384 Exenta, de la Comisión Nacional de Energía, de 20 de julio de 2017", en adelante e indistintamente "Resolución Exenta N° 711";

g) La carta DE 00327-19 de 22 de enero de 2019, que contiene la Propuesta de Expansión 2019 presentada por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente el "Coordinador" o "Coordinador Eléctrico Nacional";

h) Los avisos publicados en el sitio web de la Comisión y del Coordinador; los avisos publicados en el Diario Financiero los días 04, 05 y 06 de febrero de 2019, y en el Diario Oficial el día 05 de febrero, con la convocatoria a los interesados en presentar propuestas de proyectos de expansión de la transmisión;

i) Las presentaciones efectuadas por las empresas eléctricas dentro del período establecido en el artículo 91° de la Ley, con sus propuestas de proyectos de expansión de la transmisión;

j) El Oficio ORD. N° 442, del Ministerio de Energía, de 28 de marzo de 2019, mediante el cual se remite Informe sobre criterios y variables ambientales y territoriales para la planificación de la transmisión;

k) La Resolución Exenta N° 244 de la Comisión, de 09 de abril de 2019, que "Aprueba Informe Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Periodo 2020-2023" en adelante "Resolución Exenta N° 244";

l) La carta DE 02753-19 del Coordinador, de 22 de mayo de 2019, que contiene el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019;

m) Antecedentes de la actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) remitidos a la Comisión por el Ministerio de Energía a través de correos electrónicos;

n) El correo electrónico de 24 de octubre de 2019, mediante el cual se solicitó a los participantes y usuarios e instituciones interesadas ya inscritos en el registro de participación ciudadana constituido mediante Resolución Exenta N° 645 de 2018, la actualización de sus datos y la confirmación de su interés en seguir formando parte del registro;

o) El aviso publicado en el Diario Oficial de fecha 24 de octubre de 2019, y en el diario La Tercera de los días 21 y 22 de octubre del mismo año, que contiene la convocatoria a todas las personas naturales o jurídicas interesadas en participar en el proceso de planificación de la transmisión de año 2019 (que no estuvieran inscritas en el registro del proceso del año 2018), a inscribirse en el registro de participación ciudadana correspondiente a dicho proceso;

p) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 801, de 23 de diciembre de 2019, que "Actualiza Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos y establece listado refundido de participantes y usuarios e instituciones interesadas", en adelante e indistintamente, "Resolución Exenta N° 801";

q) Lo señalado en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

1) Que el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece que, anualmente, la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá considerar los criterios y cumplir con los objetivos señalados en el mismo artículo;

2) Que, para efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el considerando anterior, y de acuerdo a lo establecido en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936, la Comisión dictó dos

resoluciones exentas: la Resolución Exenta N° 18 y sus modificaciones posteriores, mediante la cual se establecieron las normas procedimentales aplicables al proceso de planificación de la transmisión, y la Resolución Exenta N° 711, en la cual se reguló la metodología en conformidad a la cual se debe realizar dicho proceso;

3) Que, de acuerdo a lo establecido en el inciso primero del artículo 91° de la Ley y en el artículo 2° de la Resolución Exenta N° 18, mediante carta indicada en el visto g), el Coordinador envió a la Comisión su Propuesta de Expansión para el año 2019;

4) Que la Comisión, en conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 91° de la Ley y en el artículo 3° de la Resolución Exenta N° 18, publicó en su página web la propuesta del Coordinador referida en el considerando anterior, y luego convocó a la etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión mediante la publicación de los correspondientes avisos en la página web de la Comisión, del Coordinador, en el Diario Oficial y en Diario Financiero;

5) Que, de acuerdo a lo señalado en el inciso segundo del artículo 91° de la Ley y en el artículo 4° de la Resolución Exenta N° 18, los promotores de proyectos presentaron sus propuestas de expansión de la transmisión, las que se encuentran publicadas en la página web de la CNE;

6) Que, mediante el oficio indicado en el visto j), el Ministerio de Energía remitió a la Comisión el informe a que se refiere el inciso tercero del artículo 87° de la Ley, con los criterios y variables ambientales y territoriales a considerar en el proceso de planificación;

7) Que, en virtud de la carta singularizada en el visto l), el Coordinador presentó un Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2019;

8) Que, mediante correos electrónicos, el Ministerio de Energía remitió a esta Comisión los antecedentes relativos a la actualización de la PELP, periodo 2018-2022, aprobada mediante Decreto Exento N° 92 de 2018;

9) Que, a través del correo electrónico indicado en el visto n), la Comisión solicitó la actualización de los datos de los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritos en el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión del año 2018, constituido mediante Resolución Exenta N° 645 de 2018, y la confirmación de su interés en continuar formando parte de dicho registro;

10) Que, asimismo, en cumplimiento de lo establecido en el inciso cuarto del artículo 87° y en el artículo 90° de la Ley, y en la Resolución Exenta N° 382, la Comisión publicó los correspondientes avisos en el Diario Oficial y en el diario La Tercera que se indican en el visto o), con la convocatoria a todas las personas naturales o jurídicas interesadas en participar en el proceso de planificación de la transmisión año 2019 (que no estuvieran ya inscritas en el registro del proceso del año 2018), a inscribirse en el registro de participación ciudadana correspondiente a dicho proceso;

11) Que, mediante Resolución Exenta N° 801, se actualizó el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión y se estableció un listado refundido de los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritos en el mismo;

12) Que, por último, se tuvo en consideración la calificación de las instalaciones de los sistemas de transmisión contenida en la Resolución Exenta N° 244; y

13) Que, habiéndose dado cumplimiento a las etapas pertinentes del proceso de planificación de la transmisión establecidas en la normativa legal y reglamentaria respectiva, corresponde que esta Comisión, en conformidad a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 91° de la Ley y en el artículo 10° de la Resolución Exenta N° 18, emita el Informe Técnico Preliminar con el Plan de Expansión Anual de la Transmisión del año 2019, para lo cual viene en dictar el presente acto administrativo.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébase el **"Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2019"**, cuyo texto se transcribe a continuación:

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR
PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN
AÑO 2019

Enero de 2020

ÍNDICE

1 Introducción 10

2 Resumen Ejecutivo 13

3 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional 14

3.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN 14

3.1.1 Ampliación en S/E Cóndores 220 kV (2BP+BT) 15

3.1.2 Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV (IM) 16

3.1.3 Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro 17

3.1.4 Aumento de Capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal 18

3.1.5 Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera – María Elena 19

3.1.6 Ampliación en S/E María Elena (IM) 20

3.1.7 Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM) 21

3.1.8 Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Calama 22

3.1.9 Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM) 23

3.1.10 Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT) 24

3.1.11 Ampliación en S/E Illapa 220 kV (IM) 25

3.1.12 Ampliación en S/E Maitencillo 110 kV (BPS+BT) 26

3.1.13 Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada 27

3.1.14 Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada 28

3.1.15 Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra 29

3.1.16 Ampliación en S/E Maipo (NCER AT) 29

3.1.17 Ampliación en S/E Entre Ríos 220 kV (IM) 30

3.1.18 Ampliación en S/E Charrúa 154 kV (BPS+BT) 31

3.1.19 Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y Seccionamiento en S/E Hualqui 32

3.1.20 Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco 33

3.1.21 Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM) 34

3.1.22 Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco 35

3.1.23 Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT) 36

3.1.24 Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM) 37

3.1.25 Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé 37

3.2 OBRAS NUEVAS 38

3.2.1 Nueva S/E Seccionadora La Invernada 39

4 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal 41

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN 41
Sistema A 41
4.1.1 Ampliación en S/E Palafitos (NTR ATMT) 41
Sistema B 42
4.1.1 Ampliación en S/E Vallenar (NTR ATMT) 43
4.1.2 Aumento de capacidad línea 1x110 kV Quillota – Marbella 44
Sistema C 44
4.1.1 Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT) 45
4.1.2 Ampliación en S/E Nueva San Rafael 110 kV (2BP+BT) 46
4.1.3 Ampliación en S/E Nueva San Rafael (NTR ATMT) 47
4.1.4 Ampliación en S/E Las Balandras (HTR ATMT) 48
4.1.5 Habilitación Segundo Circuito Línea 2x110 kV San Pedro – Quillota 49
Sistema D 50
4.1.1 Ampliación en S/E Apoquindo (NTR ATMT) 50
4.1.2 Ampliación en S/E La Reina (RTR ATMT) 51
4.1.3 Ampliación en S/E Curacaví (NTR ATMT) 52
4.1.4 Ampliación en S/E Nueva Lampa (NTR ATMT) 53
4.1.5 Ampliación en S/E Lo Aguirre (NTR ATMT) 55
4.1.6 Ampliación en S/E Batuco (NTR ATMT) 56
Sistema E 57
4.1.1 Ampliación en S/E Bajo Melipilla 110 kV (BS) 57
4.1.2 Habilitación paño Línea 1x66 kV Marchigüe - Alcones en S/E Alcones 58
4.1.3 Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua – Rosario 59
4.1.4 Ampliación en S/E San Miguel (NTR ATMT) 60
4.1.5 Ampliación en S/E Pelequén (NTR ATMT) 61
4.1.6 Ampliación en S/E Parral (NTR ATMT) 62
4.1.7 Ampliación en S/E Santa Elvira (RTR ATMT) 63
4.1.8 Ampliación en S/E Penco (RTR ATMT) 64
4.1.9 Ampliación en S/E Chiguayante (RTR ATMT) 65
4.1.10 Ampliación en S/E Andalién (NTR ATMT) 66
4.1.11 Ampliación en S/E Laja (RTR ATMT) 67
4.1.12 Ampliación en S/E Nahuelbuta 66 kV (BS) 68
4.1.13 Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS) 69
4.1.14 Ampliación en S/E Traiguén (RTR ATMT) 69
4.1.15 Ampliación en S/E Temuco (NTR ATMT) 70

4.1.16 Ampliación en S/E Pucón (NBC AT) 71
Sistema F 72
4.1.1 Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT) 73
4.1.2 Ampliación en S/E Alto Bonito (NTR ATMT) 74
4.1.3 Ampliación en S/E Castro (NTR ATMT) 75
4.2 OBRAS NUEVAS 75
Sistema B 75
4.2.1 Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar 76
4.2.2 Nueva S/E La Ligua 77
Sistema C 79
4.2.1 Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo – Los Poetas 79
Sistema D 80
4.2.1 Nueva S/E Mapocho y Nueva Línea 2x110 kV Mapocho - Vitacura 81
4.2.2 Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera 82
Sistema E 84
4.2.1 Nueva LÍnea 1x66 kV Portezuelo - Alcones 84
4.2.2 Nueva S/E Seccionadora El Ruil 85
4.2.3 Nueva S/E Seccionadora Epuleufu 87
5 Actualización de los Valores de Inversión Referencial de los Proyectos 90
6 Metodología Aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión 91
6.1 OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN 91
6.2 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN 91
6.3 ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 92
6.3.1 Criterios y Variables Ambientales y Territoriales y Objetivos de Eficiencia Energética 92
6.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional 93
6.3.3 Plan de Obras de Generación y Transmisión 94
6.3.4 Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión 96
6.3.5 Proyección de Precios de Combustibles 111
6.3.6 Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas 113
6.3.7 Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional 122
6.3.8 Costos de Falla 124
6.3.9 Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión 125
6.4 ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN 125
6.4.1 Análisis Preliminar 125
6.4.2 Análisis de Suficiencia de los Sistemas de Transmisión 125

6.4.3 Análisis de Seguridad y Resiliencia 127
6.4.4 Análisis de Mercado Eléctrico Común 131
6.4.5 Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión 132
7 Evaluación de los Proyectos y Resultados 137
7.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL 137
7.1.1 Tendido del Segundo Circuito de la Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama....137
7.1.2 Apoyo Sistema al Norte de S/E Kimal 138
7.1.3 Ampliación en S/E Cumbre 140
7.1.4 Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada....141
7.1.5 Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra 143
7.1.6 Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada 143
7.1.7 Tendido del Segundo Circuito de la Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y seccionamiento en S/E Hualqui 145
7.1.8 Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco y Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco 146
7.1.9 Nueva S/E Seccionadora La Invernada 147
7.1.10 Nuevo Equipo de Compensación Estático de Reactivos S/E Maipo 149
7.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL, SISTEMA B 150
7.2.1 Nueva S/E La Ligua....150
7.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL, SISTEMA D....152
7.3.1 Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera....152
7.4 PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL, SISTEMA E 154
7.4.1 Nueva S/E Seccionadora Epuleufu....154
7.5 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD 156
7.5.1 Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé 156
7.5.2 Habilitación Segundo Circuito Línea 2x110 kV San Pedro -Quillota 156
7.6 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD ANALIZADOS POR COSTO DE FALLA DE CORTA DURACIÓN 157
7.6.1 Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar 157
7.7 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA....158
7.7.1 Ampliación en S/E Palafitos 159
7.7.2 Ampliación en S/E Vallenar....159
7.7.3 Aumento de capacidad línea 1x110 kV Quillota – Marbella....160
7.7.4 Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo - Los Poetas 161
7.7.5 Ampliación en S/E Quilpué 162

7.7.6 Ampliación en S/E Nueva San Rafael 162
7.7.7 Ampliación en S/E Balandras 163
7.7.8 Nueva S/E Mapocho y Nueva Línea 2X110 KV Mapocho - Vitacura 164
7.7.9 Ampliación en S/E Nueva Lampa 165
7.7.10 Ampliación en S/E Lo Aguirre 165
7.7.11 Ampliación en S/E La Reina 166
7.7.12 Ampliación en S/E Batuco 166
7.7.13 Ampliación en S/E Apoquindo 167
7.7.14 Ampliación en S/E Curacaví 168
7.7.15 Nueva Línea de Transmisión 1x66 kV Portezuelo – Alcones 168
7.7.16 Nueva S/E Seccionadora El Ruil 169
7.7.17 Ampliación en S/E Laja 170
7.7.18 Ampliación en S/E San Miguel 171
7.7.19 Ampliación en S/E Parral 171
7.7.20 Ampliación en S/E Pelequén 172
7.7.21 Ampliación en S/E Santa Elvira 172
7.7.22 Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua – Rosario 173
7.7.23 Ampliación en S/E Penco 174
7.7.24 Ampliación en S/E Chiguayante 174
7.7.25 Ampliación en S/E Andalién 175
7.7.26 Ampliación en S/E Traiguén 175
7.7.27 Ampliación en S/E Temuco 176
7.7.28 Ampliación en S/E Pucón 176
7.7.29 Ampliación en S/E Castro 177
7.7.30 Ampliación en S/E Los Tambores 177
7.7.31 Ampliación en S/E Alto Bonito 178
7.8 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA CONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN 179
7.8.1 Ampliación en S/E Cóndores 220 kV 179
7.8.2 Ampliación en S/E María Elena 220 kV 179
7.8.3 Ampliación en S/E Illapa 220 kV 179
7.8.4 Ampliación en S/E Entre Ríos 220 kV 180
7.8.5 Ampliación en S/E Rahue 220 kV 180
7.8.6 Ampliación en S/E Tineo 220 kV 180
7.8.7 Ampliación en S/E Bajo Melipilla 110 kV 180
7.8.8 Ampliación en S/E Charrúa 154 kV 180

7.8.9 Ampliación en S/E Angol 66 kV 181
7.8.10 Ampliación en S/E Nahuelbuta 66 kV 181
7.9 Análisis de Resiliencia 181
7.9.1 Eventualidad 1: Maremoto 181
7.9.2 Eventualidad 2: Shock de Precios de Combustible 184
7.9.3 Hidrologías Extremas 185
7.10 Resultados del Análisis de Mercado Eléctrico Común 186
8 Valorización de las Obras de Expansión 188
8.1 Valorización de las Obras de Ampliación para el Sistema de Transmisión Nacional 188
8.2 Valorización de las Obras Nuevas para el Sistema de Transmisión Nacional 191
8.3 Valorización de las Obras de Ampliación para el Sistema de Transmisión Zonal 192
8.4 Valorización de las Obras Nuevas para el Sistema de Transmisión Zonal 197
9 Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos 198
9.1 Proyectos no Recomendados 198
10 Anexo 2: Ingeniería Conceptual de los Proyectos 223
10.1 Obras del Sistema de Transmisión Nacional 223
10.1.1 Ampliación en S/E Cóndores 220 kV (2BP+BT) 223
10.1.2 Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV (IM) 227
10.1.3 Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro 230
10.1.4 Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal 236
10.1.5 Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera – María Elena 240
10.1.6 Ampliación en S/E María Elena (IM) 244
10.1.7 Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM) 248
10.1.8 Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Calama 251
10.1.9 Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM) 258
10.1.10 Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT) 262
10.1.11 Ampliación en S/E Illapa 220 kV (IM) 266
10.1.12 Ampliación en S/E Maitencillo 110 kV (BPS+BT) 270
10.1.13 Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada 274
10.1.14 Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada 274
10.1.15 Aumento de capacidad línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra 279
10.1.16 Ampliación en S/E Maipo (NCER AT) 282
10.1.17 Ampliación en S/E Entre Ríos 220 kV (IM) 282
10.1.18 Ampliación en S/E Charrúa 154 kV (BPS+BT) 286

10.1.19 Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y Seccionamiento en S/E Hualqui 289
10.1.20 Aumento de capacidad línea 1x220 kV Charrúa – Temuco 296
10.1.21 Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM) 296
10.1.22 Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco 299
10.1.23 Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT) 299
10.1.24 Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM) 302
10.1.25 Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé 305
10.1.26 Nueva S/E Seccionadora La Invernada 311
10.2 OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL 316
10.2.1 Ampliación en S/E Palafitos (NTR ATMT) 316
10.2.2 Ampliación en S/E Vallenar (NTR ATMT) 321
10.2.3 Aumento de capacidad línea 1x110 kV Quillota – Marbella 325
10.2.4 Habilitación Segundo Circuito Línea 2x110 kV San Pedro – Quillota 326
10.2.5 Ampliación en S/E La Quilpué (RTR ATMT) 330
10.2.6 Ampliación en S/E Nueva San Rafael 110 kV (2BP+BT) y Ampliación en S/E Nueva San Rafael (NTR ATMT) 335
10.2.7 Ampliación en S/E Las Balandras (HTR ATMT) 340
10.2.8 Ampliación en S/E Apoquindo (NTR ATMT) 343
10.2.9 Ampliación en S/E La Reina (RTR ATMT) 348
10.2.10 Ampliación en S/E Curacaví (NTR ATMT) 353
10.2.11 Ampliación en S/E Nueva Lampa (NTR ATMT) 358
10.2.12 Ampliación en S/E Lo Aguirre (NTR ATMT) 363
10.2.13 Ampliación en S/E Batuco (NTR ATMT) 369
10.2.14 Ampliación en S/E Bajo Melipilla 110 kV (BS) 374
10.2.15 Habilitación paño Línea 1x66 kV Marchigüe - Alcones en S/E Alcones 377
10.2.16 Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua – Rosario 381
10.2.17 Ampliación en S/E San Miguel (NTR ATMT) 386
10.2.18 Ampliación en S/E Pelequén (NTR ATMT) 389
10.2.19 Ampliación en S/E Parral (NTR ATMT) 394
10.2.20 Ampliación en S/E Santa Elvira (RTR ATMT) 399
10.2.21 Ampliación en S/E Penco (RTR ATMT) 402
10.2.22 Ampliación en S/E Chiguayante (RTR ATMT) 408
10.2.23 Ampliación en S/E Andalién (NTR ATMT) 411
10.2.24 Ampliación en S/E Laja (RTR ATMT) 416
10.2.25 Ampliación en S/E Nahuelbuta 66 kV (BS) 419
10.2.26 Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS) 423

10.2.27 Ampliación en S/E Traiguén (RTR ATMT) 427
10.2.28 Ampliación en S/E Temuco (NTR ATMT) 431
10.2.29 Ampliación en S/E Pucón (NBC AT) 436
10.2.30 Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT) 436
10.2.31 Ampliación en S/E Alto Bonito (NTR ATMT) 442
10.2.32 Ampliación en S/E Castro (NTR ATMT) 447
10.2.33 Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar 452
10.2.34 Nueva S/E La Ligua 454
10.2.35 Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo – Los Poetas 459
10.2.36 Nueva S/E Mapocho y Nueva Línea 2x110 kV Mapocho - Vitacura 463
10.2.37 Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera 463
10.2.38 Nueva LÍnea 1x66 kV Portezuelo - Alcones 466
10.2.39 Nueva S/E Seccionadora El Ruil 473
10.2.40 Nueva S/E Seccionadora Epuleufu 478
11 Anexo 3: Metodología de Valorización de los Proyectos 483
11.1 METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS 483
11.1.1 Estructura General del Modelo de Valorización 483
11.1.2 Criterios y Consideraciones Utilizadas 490
11.1.3 Dimensionamiento de Instalaciones 492
11.1.4 Precios Unitarios 492
11.1.5 Cálculo de los Intereses Intercalarios. 493
11.1.6 Estimación de los Costos de Operación, Mantención y Administración (C.O.M.A.) 493
12 Anexo 4: Siglas Utilizadas en el Presente Informe 494
12.1 CONFIGURACIÓN DE BARRAS 494
12.2 EQUIPOS 494
13 Anexo 5: Resultados del Análisis de Resiliencia por Maremotos 495
13.1 ANÁLISIS ZONA TOCOPILLA 495
13.2 ANÁLISIS ZONA MEJILLONES 497
13.3 ANÁLISIS ZONA CORONEL 501

1 INTRODUCCIÓN

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

Asimismo, de acuerdo al inciso segundo del artículo 87° de la Ley, en el proceso de planificación de la transmisión debe considerarse la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) a que se refiere el artículo 83° de la misma ley, que desarrolle el Ministerio de Energía, la que actualmente se encuentra contenida en el Decreto Exento N° 92, de 09 de marzo de 2018, que aprobó la PELP para el periodo 2018 – 2022, instrumento de que fue actualizado en conformidad a lo establecido en el inciso segundo del referido artículo 83°.

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

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

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

Adicionalmente, de acuerdo al inciso tercero del artículo 87° de la Ley, el proceso de planificación de la transmisión deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, y tendrá que considerar la información

sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, incluyendo los objetivos de eficiencia energética que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Para estos efectos, el Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente. Para el presente proceso de planificación, dicho informe fue remitido por el Ministerio de Energía mediante Oficio ORD. N° 442, de 28 de marzo de 2019.

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

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

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

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

fue dejada sin efecto y reemplazada por la Resolución Exenta N° 711 y su posterior modificación mediante la Resolución Exenta N° 675 de 2018, que estableció la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley, en conformidad a la cual se elaboró el presente Informe Preliminar.

Por su parte, dando cumplimiento a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 87° de la Ley, y conforme a lo establecido en la Resolución Exenta N° 382, de 20 de julio 2017, que establece las normas necesarias para la adecuada implementación del Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 90° de la Ley, mediante las respectivas publicaciones en el Diario Oficial y en diarios de circulación nacional, se efectuó la convocatoria para la inscripción en el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación, y mediante correo electrónico se solicitó, a quienes ya se encontraban inscritos en el referido registro, que confirmaran su interés en permanecer en el mismo y la actualización de sus datos, en caso de corresponder. La convocatoria concluyó con la dictación de la Resolución Exenta N° 801 de la Comisión, de 23 de diciembre de 2019, a través de la cual se actualizó el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión y se estableció un listado refundido de los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritas en dicho registro.

Por otra parte, el presente proceso de planificación de la transmisión tuvo en consideración los resultados del Proceso de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023, cuyo informe definitivo fue aprobado mediante Resolución Exenta de la CNE N° 244, de fecha 09 de abril de 2019.

De esta manera, habiéndose cumplido con lo dispuesto en los artículos 87° y 91° de la Ley y en las demás disposiciones citadas, a continuación se presenta el Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal 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 2019, dando así cumplimiento a lo establecido en los artículos 87° y 91° de la Ley.

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

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

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

El presente plan de expansión contiene un total de 67 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 398 millones de dólares.

En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, se presenta un total de 26 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 180 millones de dólares, de las cuales 25 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 173 millones de dólares aproximadamente, y una corresponden a obra nueva, por un total de USD 7 millones de dólares aproximadamente.

Respecto de los sistemas de transmisión zonal, se presenta un total de 41 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 218 millones de dólares, de las cuales 33 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 80 millones de dólares aproximadamente, y 8 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 138 millones de dólares aproximadamente.

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

Finalmente, se estima que las obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción durante el segundo semestre de 2022.

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 1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Cóndores 220 kV (2BP+BT)	18	1,37	21,96	Transemel S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV (IM)	18	0,83	13,24	Consorcio Red Eléctrica - Cobra	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro	30	9,93	158,80	Transelec S.A.	Obligatoria
4	Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal	36	18,24	291,89	Transelec S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	30	9,20	147,20	TSGF SpA	Obligatoria
6	Ampliación en S/E María Elena 220 kV (IM)	18	0,63	10,03	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Obligatoria
7	Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM)	18	1,00	16,02	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Obligatoria
8	Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama	30	4,98	79,61	Engie Energía Chile S.A.	Obligatoria
9	Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM)	18	0,90	14,37	Transelec S.A.	Obligatoria
10	Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)	36	16,53	264,52	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Obligatoria
11	Ampliación en S/E Illapa 220 kV (IM)	18	1,35	21,63	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	Obligatoria
12	Ampliación en S/E Maitencillo 110 kV (BPS+BT)	20	1,74	27,81	Transelec S.A.	Obligatoria
13	Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo - Punta Colorada	30	12,88	206,06	Transelec S.A.	Obligatoria
14	Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	30	4,49	71,87	Parque Eólico El Arrayán	Obligatoria
15	Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	30	3,58	57,30	Transelec S.A.	Obligatoria
16	Ampliación en S/E Maipo (NCER AT)	30	39,45	631,23	Colbún Transmisión S.A.	Obligatoria
17	Ampliación en S/E Entre Ríos 220 kV (IM)	18	0,64	10,25	Transelec S.A.	Obligatoria
18	Ampliación en S/E Charrúa 154 kV (BPS+BT)	18	0,36	5,68	Transelec S.A.	Obligatoria
19	Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y Seccionamiento en S/E Hualqui	36	16,00	255,94	Transelec S.A.	Obligatoria
20	Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	36	15,98	255,73	Transchile Charrúa Transmisión S.A.	Obligatoria

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución
21	Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)	18	0,61	9,84	Engie Energía Chile S.A.	Obligatoria
22	Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	30	4,72	75,58	Colbún Transmisión S.A.	Obligatoria
23	Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)	18	0,69	11,12	Transelec S.A.	Obligatoria
24	Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)	18	0,46	7,29	Transelec S.A.	Obligatoria
25	Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé	30	6,71	107,41	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 CÓNDORES 220 KV (2BP+BT)

3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a doble barra principal y barra de transferencia, para cuatro nuevas posiciones, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.1.3 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.

3.1.1.4 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 1,37 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 21,96 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA POZO ALMONTE 220 KV (IM)

3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

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

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

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

3.1.2.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.2.3 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.

3.1.2.4 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 0,83 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 13,24 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E FRONTERA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – ENCUENTRO

3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Frontera, actualmente en construcción, y el seccionamiento de la línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas en la subestación Frontera, con sus respectivos paños para la conexión a la subestación. A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV con las mismas características de las que se encuentran en construcción, y cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cinco nuevas diagonales, que permitan la conexión del seccionamiento de la línea antes mencionada, la que utilizará 2 diagonales, y para nuevos proyectos de la zona.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces de aproximadamente 300 metros de longitud para el seccionamiento de la línea mencionada en la S/E Frontera, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.3.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.3.3 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 adjudicación de la licitación respectiva.

3.1.3.4 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 9,93 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 158,80 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.3.5 Licitación

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 3.1.4, en una misma licitación con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

3.1.4 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEAS 2X220 KV FRONTERA – MARÍA ELENA Y 2X220 KV MARÍA ELENA – KIMAL

3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Frontera – María Elena, de aproximadamente 67 km de longitud, y de la línea 2x220 kV María Elena – Kimal, de aproximadamente 17 km de longitud.

El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor AAAC FLINT, de 375,4 mm^2, con capacidad de transmisión de 182,9 MVA, por un conductor de alta temperatura y baja flecha con capacidad de transmisión de, al menos, 550 MVA por circuito a 35°C con sol.

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

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

3.1.4.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.4.3 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.

3.1.4.4 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 18,24 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 291,89 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.4.5 Licitación

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 3.1.3, en una misma licitación con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

3.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E ANA MARÍA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV FRONTERA – MARÍA ELENA

3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Ana María, actualmente en construcción, y el seccionamiento de la línea 2x220 kV Frontera – María Elena en la subestación Ana María, con sus respectivos paños para la conexión a la subestación. A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV con las mismas características de las que se encuentran en construcción, y cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, que permitan la conexión del seccionamiento de la línea antes mencionada, la que utilizará 2 diagonales, dejando una diagonal para nuevos proyectos de la zona.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces de aproximadamente 300 metros de longitud para el seccionamiento de la línea mencionada en la S/E Ana María, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.5.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características

de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.5.3 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 adjudicación de la licitación respectiva.

3.1.5.4 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 9,20 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 147,20 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

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

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

Tabla 2: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera – María Elena

Instalación	Propietario
S/E Ana María	TSGF SpA

3.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E MARÍA ELENA (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, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.6.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.6.3 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.

3.1.6.4 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 0,63 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 10,03 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 220 KV (IM)

3.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.7.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.7.3 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.

3.1.7.4 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 1,00 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 16,02 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.8 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV NUEVA CHUQUICAMATA – CALAMA

3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Calama, de aproximadamente 12 km de longitud, y la construcción de los nuevos paños de línea en las subestaciones Nueva Chuquicamata y Calama. Actualmente, el primer circuito de la línea considera el uso de dos conductores ACAR 900 MCM por fase. El tendido del nuevo circuito deberá posibilitar la transmisión de una potencia equivalente de, a lo menos, 260 MVA a 35° C con sol.

En la S/E Nueva Chuquicamata se deberá construir un paño para la llegada de la línea, utilizando para ello el espacio de media diagonal disponible (con espacio en barra) en la subestación. Es preciso tener en cuenta que en Nueva Chuquicamata 220 kV el esquema de conexión corresponde a interruptor y medio, y actualmente existe espacio en barra para una diagonal y media completa.

Por su parte, en la S/E Calama se deberá construir un nuevo paño para la llegada de línea, para el cual se utilizará equipamiento híbrido, siguiendo el estándar de conexión del primer circuito. Es preciso tener en cuenta que en la S/E Calama 220 kV, el esquema de conexión corresponde a una doble barra y doble interruptor.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.8.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.8.3 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 adjudicación de la licitación respectiva.

3.1.8.4 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 4,98 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 79,61 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.8.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Calama 220 kV”, fijada en el Decreto Exento N° 198 de 2019 del Ministerio de Energía (numeral 1.9 del artículo primero).

3.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E MIRAJE 220 KV (IM)

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

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

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

3.1.9.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características

de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.9.3 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.

3.1.9.4 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 0,90 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 14,37 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E CUMBRE (NTR ATAT)

3.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Cumbre, mediante la instalación del segundo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA de capacidad máxima, con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. El nuevo equipo compartirá la unidad de reserva del banco existente. A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV con las mismas características de las barras existentes, para permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores. En el caso del patio de 220 kV, se utilizará una de las medias diagonales que quedarán disponibles de la obra “Ampliación en S/E Cumbre”, fijada en el Decreto Exento N° 198 de 2019 del Ministerio de Energía (numeral 1.4 del artículo primero).

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.10.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.10.3 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.

3.1.10.4 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 16,53 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 264,52 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E ILLAPA 220 KV (IM)

3.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

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

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

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

3.1.11.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.11.3 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.

3.1.11.4 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 1,35 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 21,63 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E MAITENCILLO 110 KV (BPS+BT)

3.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra e instalaciones comunes de la sección de barra N°1 del patio de 110 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, para una nueva posición, junto con la instalación de un nuevo paño de línea en dicha sección de barra.

Adicionalmente, el proyecto considera el cambio de la acometida de la línea 1x110 kV Maitencillo – Las Compañías, la cual se encuentra actualmente conectada a la sección de barra N°2 de la subestación, de forma tal que dicho circuito se conecte al nuevo paño de línea instalado en la sección de barra N°1, dejando el paño actual disponible para permitir la conexión de la obra “Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar”.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.12.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.12.3 Entrada en operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 20 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

3.1.12.4 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 1,74 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 27,81 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.12.5 Licitación

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado, coordinadamente y en conjunto con la obra nueva descrita en el numeral 4.2.1 del Sistema Zonal B, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

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

3.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Don Héctor y el seccionamiento de la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada en la subestación Don Héctor, con sus respectivos paños para la conexión a la subestación. A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 220 kV, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, que permitan la conexión del seccionamiento de la línea antes mencionada, la que utilizará 2 diagonales, y para nuevos proyectos de la zona.

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

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

3.1.13.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.13.3 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 adjudicación de la licitación respectiva.

3.1.13.4 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 12,88 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 206,06 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.14 AMPLIACIÓN EN S/E DON GOYO, SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV NUEVA PAN DE AZÚCAR – PUNTA SIERRA Y BYPASS LÍNEA 2X220 KV PAN DE AZÚCAR – LA CEBADA

3.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea de transmisión 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra en la subestación Don Goyo. A su vez, el proyecto considera la eliminación del seccionamiento actual en la subestación Don Goyo de la línea de transmisión 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada mediante la construcción de un bypass de línea 2x220 kV. Para realizar el seccionamiento deberán utilizarse los mismos paños y equipos actualmente utilizados para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Pan de Azúcar – Punta La Cebada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 2,5 kilómetros de longitud para el seccionamiento de la línea mencionada, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.14.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.14.3 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 adjudicación de la licitación respectiva.

3.1.14.4 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 4,49 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 71,87 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.15 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LA CEBADA – PUNTA SIERRA

3.1.15.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra, de aproximadamente 11,4 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor AAAC FLINT, de 375,4 mm^2, con capacidad de transmisión de 166 MVA, por un conductor de alta temperatura y baja flecha con capacidad de transmisión de, al menos, 560 MVA por circuito a 35°C con sol.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos y equipos serie asociados, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.15.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.15.3 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 adjudicación de la licitación respectiva.

3.1.15.4 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 3,58 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 57,30 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.16 AMPLIACIÓN EN S/E MAIPO (NCER AT)

3.1.16.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un equipo de compensación estática de potencia reactiva de, al menos, 400 MVAr de capacidad de inyección de reactivos en la barra de 220 kV en la S/E Maipo. A su vez, el proyecto considera la construcción de una nueva bahía GIS e instalaciones comunes en el patio de 220 kV de la subestación, cuya configuración

corresponde a doble barra más barra de transferencia, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.16.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.16.3 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 adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 39,45 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 631,23 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.17 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS 220 KV (IM)

3.1.17.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.17.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.17.3 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.

3.1.17.4 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 0,64 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 10,25 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.18 AMPLIACIÓN EN S/E CHARRÚA 154 KV (BPS+BT)

3.1.18.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal N° 2 e instalaciones comunes del patio de 154 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, para una nueva posición, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.18.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características

de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.18.3 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.

3.1.18.4 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 0,36 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 5,68 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.19 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS Y SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI

3.1.19.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, de aproximadamente 77 km de longitud, y la construcción de los nuevos paños de línea en las subestaciones Charrúa y Lagunillas. Actualmente, el primer circuito de la línea utiliza un conductor tipo AAAC GREELEY, de 470 mm^2. El tendido del nuevo circuito, deberá posibilitar la transmisión de una potencia equivalente de, a lo menos, 367 MVA con 65°C en el conductor y temperatura ambiente de 25°C con sol.

Adicionalmente, el proyecto considera el seccionamiento del nuevo circuito de la línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con sus respectivos paños de línea y la construcción de los enlaces desde el seccionamiento hacia la subestación Hualqui.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.19.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.19.3 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.

3.1.19.4 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 16,00 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 255,94 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.20 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA – TEMUCO

3.1.20.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco hasta la S/E Mulchén, tramo de aproximadamente 69,13 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor ACAR 900 MCM, de 455,7 mm^2, con capacidad de transmisión de 264 MVA, por un conductor de alta temperatura y baja flecha con capacidad de transmisión de, al menos, 530 MVA a 35°C con sol.

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

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

3.1.20.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.20.3 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.

3.1.20.4 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 15,98 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 255,73 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.20.5 Licitación

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 3.1.22, en una misma licitación con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

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

3.1.21.1 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, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.21.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.21.3 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.

3.1.21.4 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 0,61 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 9,84 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.22 AMPLIACIÓN EN S/E MULCHÉN Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA – TEMUCO

3.1.22.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Mulchén, y el seccionamiento de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco, con sus respectivos paños para la conexión a la subestación Mulchén. A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras principales, barra de transferencia e instalaciones comunes del patio de 220 kV, cuya configuración corresponde a doble barra y barra de transferencia, para dos nuevas posiciones, que permitan la conexión del seccionamiento de la línea antes mencionada.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.22.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.22.3 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 adjudicación de la licitación respectiva.

3.1.22.4 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 4,72 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 75,58 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.22.5 Licitación

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 3.1.20, en una misma licitación con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

3.1.23 AMPLIACIÓN EN S/E RAHUE 220 KV (BPS+BT)

3.1.23.1 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, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, para una nueva posición, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.23.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.23.3 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.

3.1.23.4 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 0,69 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 11,12 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

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

3.1.24.1 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, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.24.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.24.3 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.

3.1.24.4 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 0,46 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 7,29 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.25 AMPLIACIÓN EN S/E CHILOÉ Y TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV NUEVA ANCUD – CHILOÉ

3.1.25.1 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 Chiloé, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para una nueva diagonal, de manera de permitir la conexión del tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé que utilizará una media diagonal.

Además, el proyecto considera el tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé, de aproximadamente 20 km de longitud, y la construcción de los nuevos paños de línea en las subestaciones Nueva Ancud y Chiloé. Actualmente, el primer circuito de la línea considera el uso de un conductor ACCC Flint. El tendido del nuevo circuito deberá posibilitar la transmisión de una potencia equivalente de, a lo menos, 500 MVA a 35° C con sol.

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

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

3.1.25.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.1.25.3 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 adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 6,71 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 107,41 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2 OBRAS NUEVAS

El siguiente cuadro presenta la obra nueva contenida en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional del Sistema Eléctrico Nacional, la que deberá dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción.

Tabla 3: Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	30	6,78	108,42	Obligatoria

A continuación se presenta la descripción de la obra nueva del Sistema de Transmisión Nacional.

3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación en 220 kV, denominada La Invernada, para el seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos y la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico, con sus respectivos paños de línea. El proyecto considera que la configuración del patio de 220 kV corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de, al menos, 2.000 MVA, con 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberán construir una diagonal y media necesaria para la conexión de las líneas previamente mencionadas y espacios con terreno nivelado para tres futuras diagonales que permitan la conexión de los nuevos proyectos en la zona.

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

El proyecto también 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 objetivo del proyecto.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 23 km de la S/E Mulchén siguiendo el tendido de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos, dentro de un radio de 2 kilómetros desde dicho punto.

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 del proyecto 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.

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

3.2.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

3.2.1.3 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 adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 6,78 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 108,42 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

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

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

Tabla 4: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada

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

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

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

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

SISTEMA 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 5: Obras de Ampliación del Sistema A

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Palafitos	24	4,28	68,56	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria

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

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E PALAFITOS (NTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Palafitos, mediante la instalación de un nuevo transformador 110/13,8 kV, 40 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la construcción de una barra e instalaciones comunes en el patio de 110 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple con capacidad de al menos 100 MVA a 35°C temperatura ambiente y con sol, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra construida.

Además, el proyecto considera completar el paño de línea perteneciente a la línea 1x110 kV Cóndores – Palafitos en la llegada a la subestación Palafitos, y completar el paño de conexión en 110 kV del transformador existente en la subestación.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas en 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose seis posiciones para alimentadores, una posición para banco de condensadores, una posición de entrada del transformador a la barra y una posición acopladora de barras para conexión a 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.1.3 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.

4.1.1.4 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 4,28 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 68,56 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA B

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

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

Tabla 6: Obras de Ampliación del Sistema B

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Vallenar (NTR ATMT)	24	4,10	65,61	Transelec S.A.	Obligatoria
2	Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota - Marbella	24	0,38	6,02	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria

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

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E VALLENAR (NTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Vallenar, mediante la instalación de un nuevo transformador 110/13,8 kV, 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de la barra auxiliar asociada a la conexión de los transformadores e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación del patio en 13,8 kV, en configuración barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador más dos paños para alimentadores de media tensión.

Finalmente, el proyecto considera la incorporación de paños en 110 kV para los transformadores 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.1.3 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.

4.1.1.4 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 4,10 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 65,61 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X110 KV QUILLOTA – MARBELLA

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x110 kV Quillota – Marbella, de aproximadamente 41 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor Copperweld, de 58,56 mm^2, con capacidad de transmisión de 36,77 MVA, que se encuentra instalado en un tramo de 0,5 km de longitud, entre la estructura N° 7 y la estructura N° 9 de la línea, por un conductor de alta temperatura y baja flecha con capacidad de transmisión de, al menos, 73,54 MVA a 35°C con sol.

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

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

4.1.2.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.2.3 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.

4.1.2.4 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 0,38 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 6,02 miles de 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 7: Obras de Ampliación del Sistema C

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)	24	3,11	49,69	Chilquinta Energía S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Nueva San Rafael 110 kV (2BP+BT)	18	0,30	4,77	Besalco S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Nueva San Rafael (NTR ATMT)	24	4,15	66,47	Chilquinta Energía S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E Las Balandras (HTR ATMT)	18	0,94	15,07	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Obligatoria
5	Habilitación segundo circuito Línea 2x110 kV San Pedro - Quillota	24	2,03	32,51	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Obligatoria

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

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E QUILPUÉ (RTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Quilpué, mediante el reemplazo del actual transformador N° 2 de 110/12 kV y 25 MVA, por un nuevo equipo de transformación 110/12 kV, 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, el proyecto considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 12 kV, en configuración barra simple y barra auxiliar que se conectará al nuevo transformador, contemplándose 3 posiciones para alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición para la conexión hacia el patio de media tensión existente, una posición para la conexión del transformador de servicios auxiliares y una posición para equipos de medida.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características

de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.1.3 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.

4.1.1.4 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 3,11 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 49,69 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA SAN RAFAEL 110 KV (2BP+BT)

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a doble barra principal y barra de transferencia, para dos nuevos paños, de manera de permitir la conexión de un nuevo transformador y algún futuro 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, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.2.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.2.3 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.

4.1.2.4 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 0,30 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 4,77 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2.5 Licitación

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado, coordinadamente y en conjunto con la obra, descrita en el numeral 4.1.3 del Sistema Zonal C, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA SAN RAFAEL (NTR ATMT)

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Nueva San Rafael, mediante la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV, 50 MVA 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 un nuevo patio en 12 kV, en configuración barra principal y barra auxiliar, contemplándose cinco posiciones para alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición para el acoplador de barras, y una posición para servicios auxiliares.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.3.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.3.3 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.

4.1.3.4 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 4,15 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 66,47 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3.5 Licitación

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado, coordinadamente y en conjunto con la obra, descrita en el numeral 4.1.2 del Sistema Zonal C, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E LAS BALANDRAS (HTR ATMT)

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Las Balandras, mediante la habilitación del transformador existente 66/12,5 kV, 11,2 MVA que se encuentra en la subestación como reserva en frío, con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. El transformador debe conectarse a la barra existente de 66 kV de la subestación.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.4.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.4.3 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.

4.1.4.4 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 0,94 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 15,07 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5 HABILITACIÓN SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X110 KV SAN PEDRO – QUILLOTA

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la habilitación del segundo circuito de la línea 2x110 kV Quillota - San Pedro, el cual se encuentra construido y tiene aproximadamente 2,35 km de longitud. La habilitación del segundo circuito en la S/E San Pedro será a través de la construcción de un nuevo paño de línea en 110 kV, en configuración barra principal más transferencia, y la extensión de barras en dicha subestación. Además, el proyecto contempla el cambio de trazado del actual segundo circuito en, aproximadamente, 200 metros para la acometida a la subestación Quillota. Por último, el proyecto considera la habilitación del segundo circuito de la línea 2x110 kV Quillota - San Pedro mediante la construcción de un nuevo paño de línea en 110 kV en configuración barra principal más transferencia en la S/E Quillota.

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

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

4.1.5.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.5.3 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.

4.1.5.4 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 2,03 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 32,51 miles de 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 8: Obras de Ampliación del Sistema D

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Apoquindo (NTR ATMT)	24	3,94	62,99	Enel Distribución Chile S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E La Reina (RTR ATMT)	24	3,33	53,28	Enel Distribución Chile S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Curacaví (NTR ATMT)	24	2,81	45,02	Enel Distribución Chile S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E Nueva Lampa (NTR ATMT)	24	6,42	102,68	Enel Distribución Chile S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Lo Aguirre (NTR ATMT)	24	4,64	74,16	Enel Distribución Chile S.A.	Obligatoria
6	Ampliación en S/E Batuco (NTR ATMT)	24	3,65	58,37	Enel Distribución Chile S.A.	Obligatoria

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

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E APOQUINDO (NTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

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

Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de un nuevo juego de celdas en 12 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia, contemplándose ocho posiciones para alimentadores, una posición para banco de condensadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra

auxiliar, una posición acopladora con remonte de barras para conexión futura a otro juego de celdas, una posición de interconexión de la barra principal con la barra N° 2 existente y una posición para conexión de transformadores de potencial.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.1.3 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.

4.1.1.4 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 3,94 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 62,99 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E LA REINA (RTR ATMT)

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E La Reina, mediante el reemplazo del actual transformador N° 1, de 20 MVA, por un nuevo equipo de transformación 110/12 kV, 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, el proyecto considera completar el actual paño de conexión del transformador N° 1 mediante la instalación de un interruptor y un desconectador sin puesta a tierra y el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo juego de celdas de 12 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia que se conectará al nuevo

transformador, contemplándose ocho posiciones para alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición para banco de condensadores, una posición para conexión de transformadores de potencial, una posición de interconexión de la barra principal con la barra del transformador N° 4 existente, y una posición acopladora con remonte de barras para la conexión con el juego de celdas N° 3.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.2.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.2.3 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.

4.1.2.4 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 3,33 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 53,28 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E CURACAVÍ (NTR ATMT)

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Curacaví, mediante la instalación de un nuevo transformador 44/12 kV, 25 MVA, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de una barra e instalaciones comunes del patio de 44 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la barra de 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose, al menos, dos paños para alimentadores, un paño acoplador y un paño seccionador.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.3.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.3.3 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.

4.1.3.4 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 2,81 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 45,02 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA LAMPA (NTR ATMT)

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Nueva Lampa, mediante la instalación de un nuevo transformador 220/23 kV, 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la instalación de una nueva bahía GIS e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para una nueva media diagonal, de manera de permitir la conexión de un nuevo transformador a las barras ampliadas.

Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de una nueva sala de celdas en 23 kV, en configuración barra principal y barra auxiliar, contemplándose siete posiciones para

alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición para el acoplador de barras y una posición para servicios auxiliares.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.4.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.4.3 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.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 6,42 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 102,68 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

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 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 9: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E Nueva Lampa (NTR ATMT)

Instalación	Propietario
Patio de 23 kV de la S/E Lampa	Enel Distribución

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E LO AGUIRRE (NTR ATMT)

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Lo Aguirre, de propiedad de Enel Distribución Chile S.A., mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV, 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de una nueva sala de celdas en 23 kV, en configuración barra principal y barra auxiliar, contemplándose cuatro posiciones para alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición para el acoplador de barras, una posición para equipos de medida y una posición para servicios auxiliares.

Finalmente, el proyecto considera la construcción de nuevos paños asociados a los transformadores existentes y del paño de línea hacia la subestación Cerro Navia.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.5.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.5.3 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.

4.1.5.4 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 4,64 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 74,16 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E BATUCO (NTR ATMT)

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Batuco, mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV, 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de uno nuevo juego de celdas en 23 kV, en configuración barra principal y barra auxiliar, contemplándose seis posiciones para alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición para remonte hacia la sala de celdas N° 2, una posición para el acoplador de barras de interconexión a la barra principal N° 3, una posición para equipos de medida y una posición para servicios auxiliares.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.6.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.6.3 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.

4.1.6.4 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 3,65 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 58,37 mil 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 10: Obras de Ampliación del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Bajo Melipilla 110 kV (BS)	18	0,22	3,52	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
2	Habilitación paño Línea 1x66 kV Marchigüe - Alcones en S/E Alcones	18	0,57	9,06	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua – Rosario	24	2,88	46,15	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E San Miguel (NTR ATMT)	24	3,92	62,70	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Pelequén (NTR ATMT)	24	2,12	33,96	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
6	Ampliación en S/E Parral (NTR ATMT)	24	2,56	41,00	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
7	Ampliación en S/E Santa Elvira (RTR ATMT)	24	2,85	45,65	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
8	Ampliación en S/E Penco (RTR ATMT)	24	1,63	26,16	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
9	Ampliación en S/E Chiguayante (RTR ATMT)	24	1,64	26,28	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
10	Ampliación en S/E Andalién (NTR ATMT)	24	2,88	46,13	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
11	Ampliación en S/E Laja (RTR ATMT)	24	1,43	22,88	Transelec S.A.	Obligatoria
12	Ampliación en S/E Nahuelbuta 66 kV (BS)	18	0,15	2,34	Frontel S.A.	Obligatoria
13	Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)	18	0,25	4,02	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
14	Ampliación en S/E Traiguén (RTR ATMT)	24	1,52	24,32	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
15	Ampliación en S/E Temuco (NTR ATMT)	24	2,16	34,59	Transelec S.A.	Obligatoria
16	Ampliación en S/E Pucón (NBC AT)	24	0,83	13,26	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria

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

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E BAJO MELIPILLA 110 KV (BS)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, tendido del primer circuito” fijada en el Decreto Exento N° 231 del 2019 del Ministerio de Energía.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.1.3 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.

4.1.1.4 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 0,22 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 3,52 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 HABILITACIÓN PAÑO LÍNEA 1X66 KV MARCHIGÜE - ALCONES EN S/E ALCONES

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en completar el paño de la línea 1x66 kV Marchigüe – Alcones en el extremo de S/E Alcones, reutilizando la infraestructura existente en dicha subestación, y manteniendo su configuración en barra simple.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.2.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.2.3 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.

4.1.2.4 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 0,57 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 9,06 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2.5 Licitación

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado, coordinadamente y en conjunto con la obra nueva descrita en el numeral 4.2.1 del Sistema Zonal E, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E CHUMAQUITO Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV RANCAGUA – ROSARIO

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Chumaquito, mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV, 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación del patio de 15 kV e instalaciones comunes, en configuración barra simple, contemplándose dos posiciones para alimentadores y una posición de entrada para el transformador.

Además, el proyecto considera completar los paños de línea resultantes del seccionamiento de la línea 1x66 kV Rancagua – Rosario en la subestación Chumaquito y el desmontaje del desconectador con puesta a tierra B3.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.3.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.3.3 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.

4.1.3.4 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 2,88 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 46,15 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E SAN MIGUEL (NTR ATMT)

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de capacidad de transformación de la S/E San Miguel, mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV, 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera el seccionamiento de la línea 1x66 kV Maule – Talca en la subestación San Miguel, mediante la construcción de una nueva barra simple en 66 kV para conectar los paños del seccionamiento de la línea, el transformador existente y el nuevo transformador que se instalará.

Adicionalmente, las obras contemplan la construcción de una nueva sala de celdas en 15 kV, en configuración barra simple, la cual deberá contar con seis posiciones para alimentadores, una posición para la conexión de equipos de medida, una posición para conectar un nuevo transformador de servicios auxiliares, una posición para conectar el nuevo transformador de poder que se instalará, una posición de interconexión con el patio 15 kV existente y una posición para la conexión de un banco de condensadores.

Finalmente, el proyecto contempla la instalación de un nuevo banco de condensadores de 5 MVAr en 15 kV.

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

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

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.

4.1.4.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.4.3 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.

4.1.4.4 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 3,92 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 62,70 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E PELEQUÉN (NTR ATMT)

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Pelequén, mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV, 10 MVA, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose, al menos, cuatro posiciones para alimentadores, una posición para compensación reactiva, una posición para la conexión del nuevo transformador y una posición para servicios auxiliares.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.5.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.5.3 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.

4.1.5.4 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 2,12 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 33,96 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E PARRAL (NTR ATMT)

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Parral, mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV, 30 MVA, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la sección ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 13,8 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia, para la incorporación de, a lo menos, dos paños para alimentadores, un paño acoplador y un paño seccionador que se conectará con el patio de 13,8 kV existente.

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

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

4.1.6.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.6.3 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.

4.1.6.4 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 2,56 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 41,00 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Parral”, fijada en el numeral 2.5.26 del artículo 2 del Decreto Exento N° 418 de 2017 del Ministerio de Energía.

4.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELVIRA (RTR ATMT)

4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Santa Elvira, mediante el reemplazo de un transformador 66/15 kV 25 MVA por un transformador 66/15 kV, 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de barra e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada y el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 15 kV, cuya configuración es barra principal y barra de transferencia, en dos posiciones: una posición de entrada del transformador a la barra principal y una posición para la entrada del transformador a la barra de transferencia.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.7.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.7.3 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.

4.1.7.4 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 2,85 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 45,65 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E PENCO (RTR ATMT)

4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Penco, mediante el reemplazo del actual transformador 66/15 kV, 10 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/15 kV, 20 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la barra de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose dos paños para alimentadores.

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

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

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.

4.1.8.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.8.3 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.

4.1.8.4 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 1,63 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 26,16 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E CHIGUAYANTE (RTR ATMT)

4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Chiguayante, mediante el reemplazo del actual transformador 66/15, de 16,6 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/15 kV, 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). Adicionalmente, el proyecto considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.9.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.9.3 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.

4.1.9.4 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 1,64 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 26,28 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E ANDALIÉN (NTR ATMT)

4.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

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

Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de una nueva sala de celdas en 15 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia, contemplándose cinco posiciones para alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición acopladora, una posición para la conexión de equipos de medida y una posición para conexión de servicios auxiliares.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.10.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.10.3 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.

4.1.10.4 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 2,88 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 46,13 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E LAJA (RTR ATMT)

4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Laja, mediante el reemplazo del actual transformador N° 2 de 66/13,8 kV, 5 MVA, por un nuevo equipo de 66/13,8 kV, 16 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, las obras consideran inicialmente el retiro de los elementos que puedan interferir en la ejecución del proyecto, los que deberán ser reinstalados posteriormente para completar la conexión del nuevo transformador, y el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.11.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.11.3 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.

4.1.11.4 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 1,43 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 22,88 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E NAHUELBUTA 66 KV (BS)

4.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, utilizando el mismo tipo de estructuras, para al menos dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos de la zona.

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

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

4.1.12.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.12.3 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.

4.1.12.4 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 0,15 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 2,34 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.13 AMPLIACIÓN EN S/E ANGOL 66 KV (BS)

4.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, para una nueva posición, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos de la zona.

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

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

4.1.13.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.13.3 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.

4.1.13.4 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 0,25 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 4,02 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.14 AMPLIACIÓN EN S/E TRAIGUÉN (RTR ATMT)

4.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Traiguén, mediante el reemplazo del transformador N° 3 de 66/13,8 kV, de 2,5 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/13,8 kV, 10 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, el proyecto

considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.14.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.14.3 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.

4.1.14.4 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 1,52 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 24,32 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.15 AMPLIACIÓN EN S/E TEMUCO (NTR ATMT)

4.1.15.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Temuco, mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV, 10 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de la sección de barra N° 2 e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo a la sección ampliada.

Adicionalmente, las obras consideran la construcción de una nueva sala de celdas en 13,8 kV, en configuración barra simple, la cual deberá contar con una posición para conexión del nuevo transformador, una posición para conexión de servicios auxiliares, dos posiciones para

alimentadores, una posición para conexión con el patio de media tensión existente y una posición para transformadores de medida.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.15.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.15.3 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.

4.1.15.4 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 2,16 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 34,59 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.16 AMPLIACIÓN EN S/E PUCÓN (NBC AT)

4.1.16.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo banco de condensadores de, al menos, 10 MVAr con paso de 2,5 MVAr, con su respectivo paño de conexión en la barra de alta tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación en una posición del patio de 66 kV en configuración barra simple, para permitir la conexión del nuevo equipo de compensación.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.16.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.16.3 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.

4.1.16.4 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 0,83 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 13,26 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA F

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

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

Tabla 11: Obras de Ampliación del Sistema F

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)	24	2,62	41,88	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Alto Bonito (NTR ATMT)	24	2,56	41,03	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Castro (NTR ATMT)	24	2,71	43,33	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria

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

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

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Los Tambores, mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,2 kV, 16 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra principal y barra de transferencia, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador.

Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de un nuevo juego de celdas en estándar 23 kV, en configuración barra simple, la cual deberá contar con dos posiciones para alimentadores, una posición para la conexión del nuevo transformador, una posición para conexión de servicios auxiliares y una posición para conexión de transformadores de medida.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.1.3 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.

4.1.1.4 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 2,62 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 41,88 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E ALTO BONITO (NTR ATMT)

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Alto Bonito, mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV, 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto contempla la ampliación de barra de 110 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra en 23 kV, en configuración barra principal y barra transferencia, contemplándose un paño seccionador, un paño de transferencia y un paño para alimentador.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.2.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.2.3 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.

4.1.2.4 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 2,56 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 41,03 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E CASTRO (NTR ATMT)

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Castro, mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV, 16 MVA, 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 un nuevo patio de 23 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia, contemplándose, al menos, dos paños para alimentadores, un paño acoplador y un paño seccionador.

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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.3.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.1.3.3 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.

4.1.3.4 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 2,71 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 43,33 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2 OBRAS NUEVAS

SISTEMA B

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

Tabla 12: Obras Nuevas del Sistema B

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Ejecución
1	Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar	36	4,78	76,56	Obligatoria
2	Nueva S/E La Ligua	36	19,83	317,34	Obligatoria

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

4.2.1 NUEVA LÍNEA 1X110 KV MAITENCILLO – VALLENAR

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión en 110 kV entre la subestación Maitencillo y la subestación Vallenar, de aproximadamente 20 km de longitud, con una capacidad de transporte de, al menos, 32,5 MVA a 35°C con sol. A su vez, el proyecto considera la construcción de la línea en estructuras de simple circuito, con sus respectivos paños de línea en la S/E Vallenar, cuya configuración en 110 kV corresponde a barra simple, y en la S/E Maitencillo, cuya configuración en 110 kV corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como sistemas de comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.2.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.2.1.3 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.

4.2.1.4 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 4,78 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 76,56 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.1.5 Licitación

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 3.1.12, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.2 NUEVA S/E LA LIGUA

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada La Ligua, para el seccionamiento de las líneas 2x220 kV Nogales – Los Vilos y 1x110 kV Quínquimo – Cabildo, con sus respectivos paños de línea. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 220/110 kV, 90 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión, y la instalación de un transformador de 110/23 kV, 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

Además, el proyecto considera que la configuración del patio de 220 kV de la subestación La Ligua corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberán construir cuatro paños para el seccionamiento de la línea mencionada, y un paño para el transformador. Por su parte, la configuración del patio de 110 kV de la subestación La Ligua 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, donde se deberán construir dos paños para el seccionamiento de la línea de 110 kV mencionada, un paño para el transformador, un paño acoplador y un paño para el transformador de retiro.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un patio en 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose una posición para la conexión del transformador, tres posiciones para alimentadores, una posición para transformadores de medida y una posición para la conexión de los servicios auxiliares de la subestación.

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

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, 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.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 4 kilómetros desde la intersección de las líneas a seccionar.

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.

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

4.2.2.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.2.2.3 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.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 19,83 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 317,34 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA C

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

Tabla 13: Obra Nueva del Sistema C

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo - Los Poetas	30	5,54	88,63	Obligatoria

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

4.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA LOS POETAS Y NUEVA LÍNEA 1X66 KV ALGARROBO – LOS POETAS

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Los Poetas, para el seccionamiento de la línea 1x66 kV Tap Algarrobo – Las Balandras en las cercanías del actual Tap El Manzano, con sus respectivos paños de línea, y la construcción de una nueva línea de simple circuito en 66 kV y, al menos, 40 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Los Poetas y la subestación Tap Algarrobo. A su vez, el proyecto considera el traslado de la línea 1x66 kV Tap El Manzano – El Totoral, mediante la desconexión del extremo en el Tap El Manzano para su posterior conexión a la nueva subestación Los Poetas.

Además, el proyecto considera que la configuración del patio de 66 kV de la subestación Los Poetas corresponderá a barra simple y barra de transferencia, con capacidad de, al menos, 300 MVA, con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberán construir dos paños para el seccionamiento de la línea 1x66 kV Tap Algarrobo – Las Balandras, un paño para el traslado de la línea desde la subestación El Totoral y paño para la nueva línea.

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

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, 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.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 3 kilómetros desde el Tap El Manzano.

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.

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

4.2.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.2.1.3 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 adjudicación de la licitación respectiva.

4.2.1.4 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 5,54 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 88,63 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA D

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

Tabla 14: Obras Nuevas del Sistema D

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Ejecución
1	Nueva S/E Mapocho y Nueva Línea 2x110 kV Mapocho - Vitacura	60	57,71	923,36	Obligatoria
2	Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera	36	26,37	421,93	Obligatoria

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

4.2.1 NUEVA S/E MAPOCHO Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV MAPOCHO - VITACURA

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación en configuración barra simple y tecnología GIS (Gas Insulated Substation), y una nueva línea subterránea de doble circuito en 110 kV y 250 MVA de capacidad de transmisión por circuito, que conecte la nueva subestación Mapocho con la actual subestación Vitacura. A su vez, el proyecto considera la instalación de tres transformadores de 110/12 kV, 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión, operándose uno de ellos como reserva en caliente.

Además, el proyecto considera la ampliación de la sección N° 2 de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación Vitacura, cuya configuración corresponde a barra simple seccionada, para dos nuevos paños, de manera de permitir la conexión de la nueva línea de interconexión con la nueva subestación Mapocho.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas en 12 kV con tres secciones de barra, en configuración barra principal y barra auxiliar, contemplándose para cada sección de barra una posición para la conexión del nuevo transformador a la barra principal, una posición para la conexión del nuevo transformador a la barra auxiliar, cuatro posiciones para alimentadores, dos posiciones para acopladores a las otras dos secciones de barra principales, dos posiciones para acopladores a las otras dos secciones de barras auxiliares, una posición para transformadores de medida y una posición para la conexión de los servicios auxiliares de la subestación.

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

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, 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.

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.

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

4.2.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.2.1.3 Entrada en operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.2.1.4 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 57,71 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 923,36 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.2 NUEVA S/E SECCIONADORA BAJA CORDILLERA

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Baja Cordillera, para el seccionamiento de las líneas 2x220 kV Alto Jahuel – Los Almendros, 2x110 kV Florida – La Reina y 2x110 kV Tap Las Vizcachas – Florida, con sus respectivos paños de línea. A su vez,

el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores de 220/110 kV, 400 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y unidad de reserva automatizada, con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

Además, el proyecto considera que la configuración de los patios de 220 kV y 110 kV de la nueva subestación Baja Cordillera corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberán construir dos diagonales para el seccionamiento de las líneas de 220 kV, cuatro diagonales para el seccionamiento de las líneas de 110 kV, y un paño para el transformador.

La subestación se deberá emplazar, aproximadamente, a 13,5 km al sur de la subestación Los Almendros, en algún punto cercano al lugar donde confluyen las líneas a seccionar.

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. 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.

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.

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.

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. 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.

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

4.2.2.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características

de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.2.2.3 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.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 26,37 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 421,93 mil 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 15: Obras Nuevas del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Ejecución
1	Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	36	3,30	52,83	Obligatoria
2	Nueva S/E Seccionadora El Ruil	36	6,96	111,40	Obligatoria
3	Nueva S/E Seccionadora Epuleufu	36	13,67	218,70	Obligatoria

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

4.2.1 NUEVA LÍNEA 1X66 KV PORTEZUELO - ALCONES

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión en 66 kV entre las subestaciones Portezuelo y Alcones, con una capacidad de, a lo menos, 60 MVA a 35°C con sol. A su vez, el proyecto considera la construcción de la línea en estructuras de simple circuito, con sus respectivos paños de línea en la S/E Portezuelo, cuya configuración en 66 kV corresponde a barra simple seccionada y, en la S/E Alcones, cuya configuración en 66 kV corresponde a barra simple.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como sistemas de comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, 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 regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.2.1.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.2.1.3 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.

4.2.1.4 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 3,30 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 52,83 miles de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.1.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Portezuelo”, fijada en el numeral 2.5.15 del Decreto Exento N° 198 del 2019 del Ministerio de Energía, y deberá ser licitada y adjudicada, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.2 del Sistema Zonal E, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.2 NUEVA S/E SECCIONADORA EL RUIL

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada El Ruil, para el seccionamiento de las líneas 1x66 kV Talca – La Palma y 1x66 kV Talca – San Clemente, con sus respectivos paños de línea. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 66/15 kV, 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

Además, el proyecto considera que la configuración del patio de 66 kV de la subestación El Ruil corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se

deberán construir cuatro paños para el seccionamiento de las líneas mencionadas, un paño acoplador, un paño seccionador y un paño para el transformador.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas en 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose una posición para la conexión del nuevo transformador, seis posiciones para alimentadores, una posición para transformadores de medida y una posición para la conexión de los servicios auxiliares de la subestación.

La subestación se deberá emplazar, aproximadamente, a 2 km de la S/E Talca siguiendo el tendido de la línea 1x66 kV Talca – La Palma, dentro de un radio de 3 kilómetros desde dicho punto al poniente.

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. 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.

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.

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.

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. 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.

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

4.2.2.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características

de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.2.2.3 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.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 6,96 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 111,40 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA EPULEUFU

4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Epu Leufu, para el seccionamiento de las líneas 1x66 kV Angol – Los Ángeles y 1x220 kV Celulosa Pacífico – Santa Fe, con sus respectivos paños de línea. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 220/66 kV, 90 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

Además, el proyecto considera que la configuración del patio de 220 kV de la subestación Epu Leufu corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberán construir dos paños para el seccionamiento de la línea de 220 kV mencionada y un paño para el transformador. A su vez, la configuración del patio de 66 kV de la subestación Epu Leufu corresponderá a doble 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, donde se deberán construir dos paños para el seccionamiento de la línea de 66 kV mencionada y un paño para el transformador, un paño acoplador y un paño seccionador.

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 objetivo del proyecto.

Se incluyen también todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes regulados, debiendo considerarse para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 3 kilómetros desde la intersección de las líneas a seccionar.

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.

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

4.2.3.2 Equipos de alta y media tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características de los equipos se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos, según corresponda.

4.2.3.3 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.

4.2.3.4 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 13,67 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 218,70 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.3.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra nueva del sistema de transmisión zonal E descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final 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 16: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Nueva S/E Seccionadora Epuleufu

Instalación	Propietario
Línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Santa Fe	CMPC Celulosa

5 ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES DE INVERSIÓN REFERENCIAL DE LOS PROYECTOS

Las fórmulas de indexación aplicables a los V.I. y C.O.M.A. referenciales de los proyectos contenidos en el Plan de Expansión son las siguientes:

$$VI_{n,k} = VI_{n,0} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0}$$

Para actualizar el C.O.M.A. referencial de los proyectos contenidos en el presente informe se utilizará la siguiente fórmula, no obstante su valor final deberá considerar la aplicación de los porcentajes respecto de los correspondientes V.I. establecidos en los puntos 3 y 4 del presente informe. Para el caso del A.V.I. se utilizará la misma estructura y los mismos coeficientes indicados en la Tabla 17.

$$\mathrm{COMA}_{n,k} = \mathrm{COMA}_{n,0} \cdot \frac{\mathrm{IPC}_k}{\mathrm{IPC}_0} \cdot \frac{\mathrm{DOL}_0}{\mathrm{DOL}_k}$$

Donde, para las fórmulas anteriores:

a) $VI_{n,k}$: Valor del V.I. de la obra de ampliación n para el mes k.
b) 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).
c) DOL_k : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.
d) 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).

Los valores base para los índices antes definidos corresponden a los que a continuación se indican:

Tabla 17: Valores Base Índices

Índice	Valor Base	Mes
IPC_0	103,47	Octubre de 2019, Base Prom. 2018 =100
DOL_0	721,03	Octubre 2019
CPI_0	257,346	Octubre 2019

6 METODOLOGÍA APLICADA AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN

Para la elaboración del presente Plan Anual de Expansión de la Transmisión, la Comisión aplicó lo establecido en la Ley y en la metodología contenida en la Resolución Exenta N° 711 y su posterior modificación mediante la Resolución Exenta N° 675 de 2018, en adelante, "Resolución Exenta N° 711 o "RE N° 711". A continuación se detalla la metodología.

6.1 OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN

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

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

Asimismo, el proceso de planificación contempló las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, considerando la información sobre criterios y variables medioambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, las que fueron determinadas de acuerdo a lo indicado en el artículo 87° de la Ley y la metodología señalada en la Resolución Exenta N° 711, así como también se consideraron los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión, y particularmente lo establecido en el artículo 79° de la Ley.

6.2 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN

En conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley y en el artículo 4° de la Resolución Exenta N° 711, la Comisión consideró para el presente Plan de Expansión un horizonte de planificación de 20 años, con fecha de inicio en el mes de abril del 2019.

6.3 ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

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

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

En conformidad a lo dispuesto en la Ley y en la Resolución Exenta N° 711, en el presente plan se consideró la **información sobre criterios y variables ambientales y territoriales** proporcionados por el Ministerio de Energía en el Informe remitido mediante Oficio Ord. N° 442, de 28 de marzo de 2019, denominado "Variables Ambientales y Territoriales para el Proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2019". Dicho informe tuvo a la vista diversos insumos, tales como los Planes Energéticos Regionales (PER), la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP); la Guía de Orientación para los Estudios de Franjas de Transmisión Eléctrica y el Estudio de Cuentas, así como también los Modelos de Análisis Espacial REC (restricciones, exclusiones y condiciones) y TAT (variables técnicas, ambientales y territoriales).

En términos generales, el informe contiene 13 variables, las cuales han sido agrupadas en cinco categorías:

- Amenazas y Riegos (2): Eventos naturales y Desastres ambientales.
- Biodiversidad (3): Conservación y preservación, Turismo y Paisaje, y Manejo.
- Cultura y pueblos originarios (2): Protección y conservación, y Manifestaciones culturales.
- Suelo (3): Actividad agrícola, Extracción minera y Expansión Urbana.
- Cuerpos de agua (3): Conservación y manejo, Recarga de acuíferos y Disponibilidad de agua.

La información anterior se utilizó en la etapa "Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión", regulada en el artículo 21° de la RE N° 711, superponiendo la información de infraestructura energética instalada en el territorio nacional (generación, transmisión, etc.) a los distintos niveles de información asociados a las variables ambientales y territoriales antes mencionadas, para luego utilizar el resultado de dicha superposición como referencia respecto al emplazamiento de tales elementos existentes. Este proceso se realizó de manera iterativa, en función de las características de cada uno de los proyectos y variables analizadas en el presente proceso, buscando minimizar la interacción entre ellos, de manera de viabilizar el emplazamiento y ejecución de los proyectos.

Por su parte, se consideraron los **objetivos de eficiencia energética** contenidos en el Informe de Actualización de Antecedentes 2019 de la PELP. Estos objetivos se incorporaron considerando dos casos de penetración de eficiencia energética: (i) un escenario base, en el cual se consideran mejoras en equipos y artefactos energéticos que ya presentan disminuciones en su consumo energético producto de medidas de eficiencia energética

aplicadas, y (ii) un escenario de alta penetración, en el cual se aplican distintas medidas de eficiencia energética diferenciando por sector, a saber, industria y minería, transporte, residencial, además de comercial y público.

6.3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

De acuerdo a lo dispuesto en los artículos 10° y 11° de la Resolución Exenta N° 711, en el presente proceso de planificación se han utilizado dos antecedentes principales. Así, para los primeros 10 años del horizonte de planificación se utilizó la proyección de demanda contenida en los instrumentos que la Comisión elabora, mientras que para los 10 años siguientes se utilizan las proyecciones de demanda contenidas en la PELP.

De esta forma, para los primeros diez años del horizonte de planificación se utilizaron los antecedentes contenidos en el Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo de Corto Plazo, correspondiente al primer semestre de 2019, el cual fue aprobado mediante Resolución Exenta N° 171 de 7 de febrero de 2019. De dicho informe se obtuvieron las proyecciones de demanda asociadas tanto a clientes regulados como libres.

Luego, para los siguientes años, se realizó un ejercicio de extensión de la información de la demanda de clientes regulados y libres, para lo cual se utilizaron las tasas de proyección de demanda contenida en los respectivos escenarios de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). La demanda utilizada en los análisis se muestra a continuación:

Tabla 18: Demanda de energía del SEN

Año	Demanda Baja (GWh)	Demanda Media (GWh)	Demanda Alta (GWh)
2019	72.266	72.266	72.266
2020	74.334	74.334	74.334
2021	76.588	76.588	76.588
2022	78.954	78.954	78.954
2023	81.260	81.260	81.260
2024	83.570	83.570	83.570
2025	86.001	86.001	86.001
2026	88.372	88.372	88.372
2027	90.806	90.806	90.806
2028	93.230	93.230	93.230
2029	95.100	95.550	96.157
2030	96.214	98.270	99.603
2031	97.267	101.064	103.293
2032	98.712	103.675	106.928
2033	100.237	106.026	110.474
2034	101.794	108.382	114.248
2035	103.661	110.942	118.325
2036	105.539	113.516	122.601
2037	107.531	116.224	127.156
2038	109.513	118.942	131.815

6.3.3 PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Corresponde a las obras de transmisión decretadas en planes de expansión anteriores, los proyectos de generación y transmisión que hayan sido declarados en construcción por la Comisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley, y aquellos proyectos de generación comprometidos, de acuerdo a lo señalado en el numeral 4 del artículo 11° de la Resolución Exenta N° 711[1].

6.3.3.1 Proyectos de Transmisión Decretados en Planes de Expansión

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

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

Asimismo, fueron consideradas las obras de expansión del sistema 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.

[1] El artículo 11° N° 4 de la Resolución Exenta N° 711 establece que los proyectos comprometidos son aquellos "…que hayan suscrito contratos de suministro en los respectivos procesos de licitación de suministro para clientes regulados a partir del proceso 2015/01 y aquellos proyectos comprometidos para el suministro de clientes libres, en contratos de largo plazo, que se hayan acreditado ante la Comisión al inicio del proceso de planificación".

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

1. Decreto Exento N° 293, del Ministerio de energía, del 29 de octubre de 2018, y sus posteriores modificaciones, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2017.
2. Decreto Exento N° 4, del Ministerio de energía, del 3 de enero de 2019, y sus posteriores modificaciones, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2017.
3. Decreto Exento N° 198, del Ministerio de energía, del 05 de agosto de 2019, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2018.
4. Decreto Exento N° 231, del Ministerio de energía, del 27 de agosto de 2019, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2018.

6.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción

Se han considerado como antecedente para el presente plan de expansión aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 227 de la Comisión, de 22 de marzo de 2019, las que se singularizan en la misma resolución.

6.3.3.3 Proyectos Comprometidos

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

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

Tabla 19: Proyectos de generación comprometidos

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones II	Jul-20
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones III	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Lomas de Duqueco	Nov-20
Eólica	Parque Eólico Malleco	Nov-20

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso
Eólica	Parque Eólico Malleco II	Nov-20
Eólica	Parque Eólico Negrete	Nov-20
Eólica	Puelche Sur	Ene-21
Eólica	Sarco	Mar-19
Eólica	San Gabriel	May-19
Eólica	Caman	Ene-2
Eólica	Cerro Tigre	Ene-21
Eólica	Tchamma	Ene-21
Eólica	Ckani	Ene-21
Eólica	Tolpán Sur	Oct-20
Eólica	Aurora	May-19
Eólica	Alena	Ene-21
Eólica	Parque Eólico San Rarinco	Dic-23
Eólica	Parque Eólico Punta de Talca	Jun-23
Eólica	Parque Eólico La Estrella	Oct-20
Solar	Granja Solar	Dic-19
Solar	Alcones	Ago-19
Solar	Inca de Varas I	Ene-21
Solar	Inca de Varas II	Ene-21
Solar	Escondido	Ene-21
Solar	Parque Solar Punta del Viento	Dic-23
Solar	Atacama Solar – Fase II	Abr-20
Solar	Pampa Tigre	Ene-21
Solar	Valle Escondido	Mar-20
Solar	Meseta de Los Andes	Dic-21

6.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

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

En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2019 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", en adelante e indistintamente "IAA", emitido en diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía, el cual tiene como objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N° 92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018, que aprueba Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018 – 2022.

En concreto, y en conformidad a lo que se establece en el artículo 11° número 5 de la RE N° 711, la consideración de la PELP en el proceso de planificación se traduce en la consideración de sus Escenarios Energéticos para la construcción de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT) En este sentido, el artículo 11° de la resolución citada, en su numeral 5, establece que:

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

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

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

Es importante señalar que en el IAA 2019, dentro del factor "disposición social de proyectos", se incluyeron los compromisos asociados al Plan de Descarbonización Energética "Energía Zero Carbón"[2], el cual contempla el retiro inicial de ocho unidades generadoras a carbón al año 2024 (1.047 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, de la PELP se obtienen diferentes planes de obra de generación para cada uno de los cinco escenarios definidos, los cuales ya incorporan las factores y variables previamente señalados, en especial, la disposición social para proyectos, los cambios tecnológicos en almacenamientos de baterías y costos de externalidades ambientales.

Del análisis y resultados obtenidos en la PELP, en la aplicación de los factores mencionados en el párrafo anterior, se concluyó que los cinco Escenarios Energéticos presentan características distintas, que no permiten agrupar o subsumir un escenario en otro, o establecer escenarios

[2] Corresponde al plan impulsado por el Gobierno de Chile, del cual se pueden obtener mayores antecedentes en el enlace http://www.energia.gob.cl/iniciativas/plan-de-descarbonizacion-de-la-matriz-electrica

intermedios que recojan todas las variables, en especial, tomando en consideración la proyección de combustibles para todo el horizonte de planificación[3] y la intensidad de descarbonización asociada a cada escenario. Cabe destacar que las tendencias que considera la PELP respecto a las principales variables y factores ya señalados, son consistentes con los estudios y antecedentes que maneja actualmente la Comisión respecto de las mismas variables y factores.

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

Posteriormente, para la conformación de los cinco EGPT, esta Comisión consideró el parque de generación existente, la fecha estimada de entrada en operación de los proyectos declarados en construcción, los proyectos comprometidos, y los nuevos proyectos de generación que harán su ingreso al sistema conforme los resultados de los escenarios de generación de la PELP.

Con lo anterior, se procedió a realizar un ajuste de la oferta de generación con respecto a la demanda, toda vez que la proyección de demanda de largo plazo utilizada por la PELP debe ser ajustada respecto de los valores proyectados por esta Comisión, de acuerdo a los antecedentes y criterios a que se refieren los numerales 6.3.2y 6.3.3. Para efectos de lo anterior, se ajustó la capacidad de expansión de generación por cada escenario, y para todo el horizonte de análisis, en forma proporcional a la diferencia en dichas proyecciones de demanda.

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

A continuación se explican en mayor detalle los ajustes y criterios utilizados por esta Comisión para determinar los EGPT.

6.3.4.1 Ajuste por demanda

En primera instancia, se ajustó la oferta base de cada proceso —PELP y Planificación de la Transmisión—, esto es, las centrales existentes, los proyectos en construcción y comprometidos, la que resulta distinta en función de la fecha de corte que se haya considerado para el desarrollo de cada proceso. Esta etapa busca ajustar aquellos desarrollos en generación que se hayan incorporado a través de la declaración de proyectos en construcción y/o comprometidos, como así también incorporar desarrollos adicionales en aquellos casos en los cuales los antecedentes con los cuales esta Comisión desarrolla el proceso de planificación hayan resultado inferiores en capacidad respecto de los antecedentes utilizados para la confección de la PELP. Lo señalado anteriormente se realizó a través de una comparación de la potencia instalada por tecnología utilizada en cada proceso.

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

Posteriormente, una vez ajustado el parque generador existente, los proyectos de generación en construcción y comprometidos, se agregó, para cada EGPT, la capacidad adicional resultante del ejercicio de la PELP. Con dicha información incorporada, en el *software* indicado en el numeral 6.4.1 del presente Informe, se simularon cada uno de los EGPT de manera independiente y con el sistema de transmisión sin restricciones, para luego analizar el comportamiento del sistema con dichas incorporaciones.

De las simulaciones antes descritas se obtuvieron los despachos esperados de las unidades de generación y los costos marginales del sistema eléctrico en los bloques de demanda asociados a horas de día y de noche, los que se compararon con aquellos obtenidos como resultados en la PELP.

Como resultado de lo anterior se observaron diferencias relevantes en los costos marginales asociados a los bloques de demanda nocturna para todos los escenarios de generación, lo cual se atribuye principalmente a la diferencia en la proyección de demanda, la que, a su vez, se debe a las diferencias en la resolución utilizada para modelar la temporalidad del problema estocástico, la construcción de los bloques de demanda (representativos de cada hora del día), y en la serie de tiempo hidrológica y eólica utilizada.

Lo anterior impacta directamente en los resultados de las simulaciones, detectándose, por ejemplo, la necesidad de recurrir a la generación de unidades diésel de baja eficiencia en algunos casos para lograr abastecer la demanda a lo largo del horizonte de planificación.

En este sentido, es importante relevar el hecho de que los modelos de simulación utilizados para la elaboración de la PELP y el Plan Anual de Expansión de la Transmisión presentan diferencias en el grado de detalle con que son representadas ciertas variables del problema, tales como la demanda, sistema de transmisión, series hidrológicas y de producción eólica, entre otras.

Las diferencias señaladas impactan en los resultados de un modelo en relación al otro, lo cual se vuelve más relevante en la medida en que aumenta la participación de centrales de producción variable en el sistema. Este hecho se constata al observar las diferencias en los costos marginales y los vertimientos de las unidades ERNC en los bloques de demanda diurnos, especialmente en los escenarios que consideran una proyección de demanda alta.

En razón de las diferencias en la proyección de la demanda, la Comisión realizó un ajuste evaluando bloques representativos para demandas diurnas y nocturnas. Así, para reducir las diferencias de los costos marginales en los bloques nocturnos, se calcularon las diferencias anuales entre la demanda máxima de la PELP y la del presente proceso de planificación de la transmisión, por cada escenario. La diferencia media obtenida se traduce luego en un monto de capacidad de generación que debe ser incorporada a cada EGPT, el que podrá corresponder a unidades eólicas, hidráulica, termosolar, GNL, bombeo o baterías, dependiendo de las tecnologías que se promueven en el respectivo escenario de la PELP.

6.3.4.2 Distribución del parque de generación

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

Conforme lo señalado el artículo 11° numeral 5 de la Resolución Exenta N° 711, la distribución de las centrales de generación se estructuró mediante el uso de las siguientes fuentes de información:

1. Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).
2. Estado de los proyectos que, de acuerdo a lo informado por el Coordinador Eléctrico Nacional, y en conformidad a la Resolución Exenta N° 154 de 2017 y sus modificaciones posteriores, que establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos, a la fecha tienen puntos de conexión pendientes, los que fueron otorgados por los antiguos CDEC, previo a la entrada en vigencia de la ley N° 20.936 de 2016.
3. Propuesta anual de expansión de transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional y sus complementos, correspondientes al año 2019.
4. Antecedentes presentados por empresas, relativos a proyectos en estudio, cuando corresponda.
5. Planes de expansión de la transmisión precedentes.

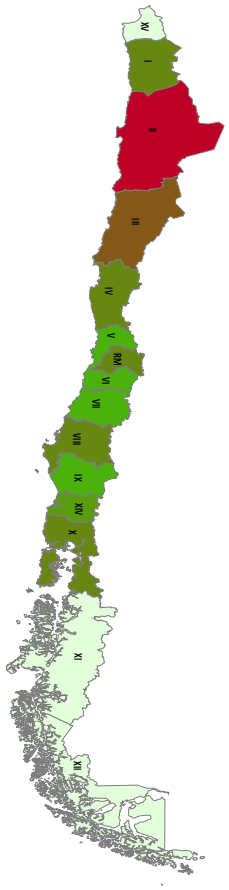
Finalmente, como resultado de las consideraciones, análisis y ajustes descritos anteriormente, se obtuvieron los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión, los cuales se indican en los numerales siguientes:

6.3.4.3 Escenario 1

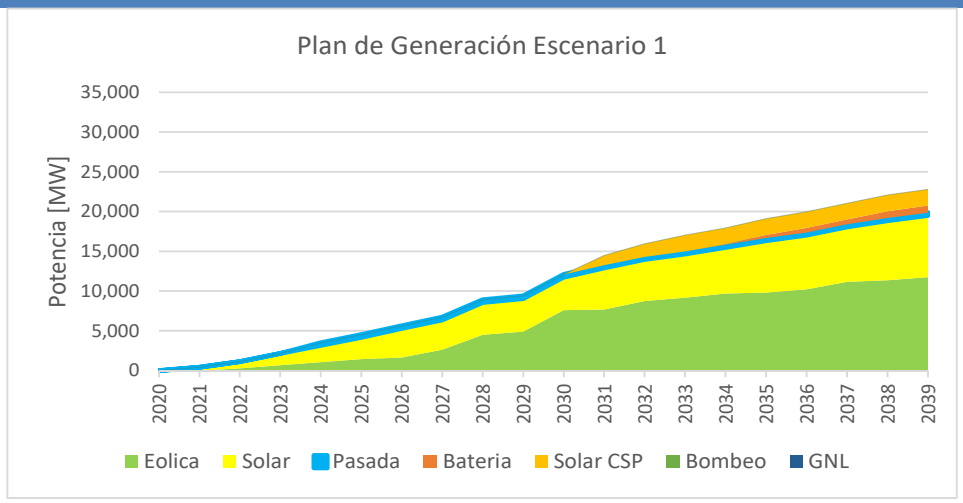
El plan de obra de generación denominado “Escenario 1” considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja, proyección de precios de combustibles fósiles medio y un desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2021, distribuido principalmente entre las barras del sistema comprendidas en las regiones segunda y tercera. Este escenario considera la proyección baja de 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 a partir del año 2034 hacen ingreso baterías al sistema.

Tabla 20: Plan de Obra de generación Escenario 1.

Escenario 1



Escala de colores	MW	MW
	0	0
	1	220
	220	440
	440	2,200
	2,200	3,300
	3,300	4,400
	4,400	5,500
	5,500	6,600
	6,600	7,700
	7,700	11,000



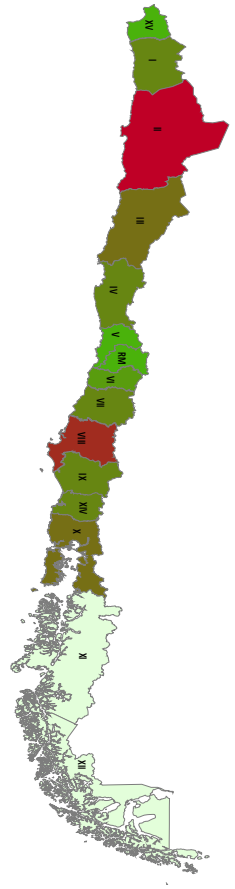
Año	Eolica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Bateria [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	GNL [MW]
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	424	0	0	0	0	0
2022	297	420	0	0	0	0	0
2023	395	631	0	0	0	0	0
2024	380	631	340	0	0	0	0
2025	380	634	0	0	0	0	0
2026	200	920	0	0	0	0	0
2027	993	85	0	0	0	0	0
2028	1.870	322	0	0	0	0	0
2029	400	88	0	0	0	0	0
2030	2.692	0	0	0	0	0	0
2031	89	1.067	0	0	1.230	0	0
2032	1.064	0	0	0	410	0	0
2033	430	251	0	0	400	0	0
2034	508	328	0	69	0	0	0
2035	126	720	0	322	0	0	0
2036	400	296	0	184	0	0	0
2037	949	90	0	26	0	0	0
2038	197	584	0	247	0	0	0
2039	395	276	0	50	0	0	0
Total	**11.766**	**7.767**	**340**	**900**	**2.040**	**0**	**0**

6.3.4.4 Escenario 2

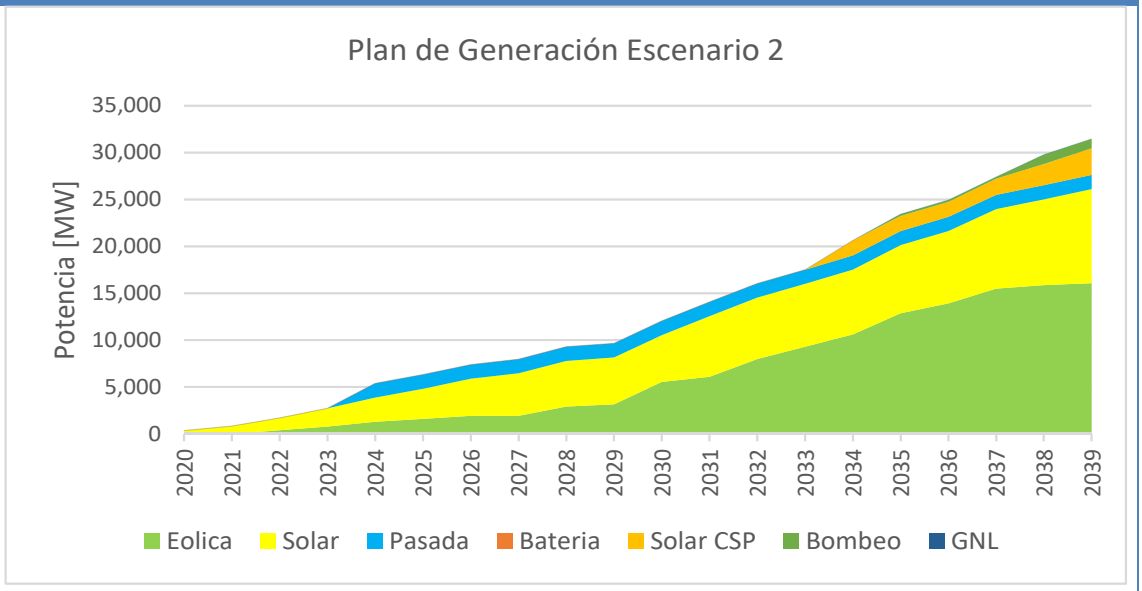
El plan de obra de generación denominado “Escenario 2” considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta, proyección de precios de combustibles fósiles alto y un mayor desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2026, distribuido principalmente en las barras del sistema comprendidas en las regiones segunda, tercera y octava conforme se define en la PELP. Este escenario considera la disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables comprendidos 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. Es relevante mencionar que a partir del año 2035 hace ingreso la tecnología en base a bombeo.

Tabla 21: Plan de Obra de generación Escenario 2.

Escenario 2



Escala de colores	MW	MW
	0	0
	1	220
	220	440
	440	2,200
	2,200	3,300
	3,300	4,400
	4,400	5,500
	5,500	6,600
	6,600	7,700
	7,700	11,000



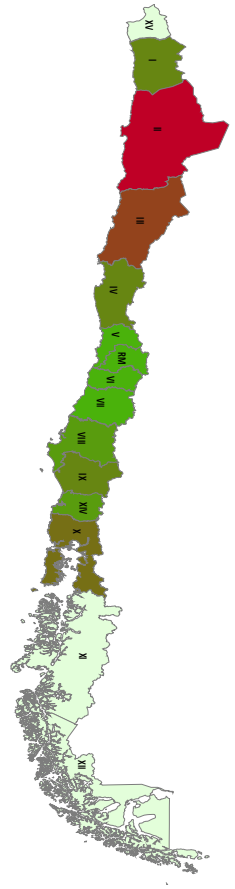
Año	Eolica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Bateria [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	GNL [MW]
2020	0	351	0	0	0	0	0
2021	0	480	0	0	0	0	0
2022	385	479	0	0	0	0	0
2023	395	631	0	0	0	0	0
2024	519	631	1.512	0	0	0	0
2025	305	631	0	0	0	0	0
2026	320	750	0	0	0	0	0
2027	0	580	0	0	0	0	0
2028	997	329	0	0	0	0	0
2029	234	127	0	0	0	0	0
2030	2.384	0	0	0	0	0	0
2031	555	1.470	0	0	0	0	0
2032	1.891	87	0	0	0	0	0
2033	1.302	166	0	0	0	0	0
2034	1.317	208	0	0	1.600	0	0
2035	2.257	343	0	0	0	200	0
2036	1.065	445	0	0	0	0	0
2037	1.567	774	0	0	121	0	0
2038	370	670	0	0	542	800	0
2039	203	893	0	0	579	0	0
Total	**16.065**	**10.044**	**1.512**	**0**	**2.842**	**1.000**	**0**

6.3.4.5 Escenario 3

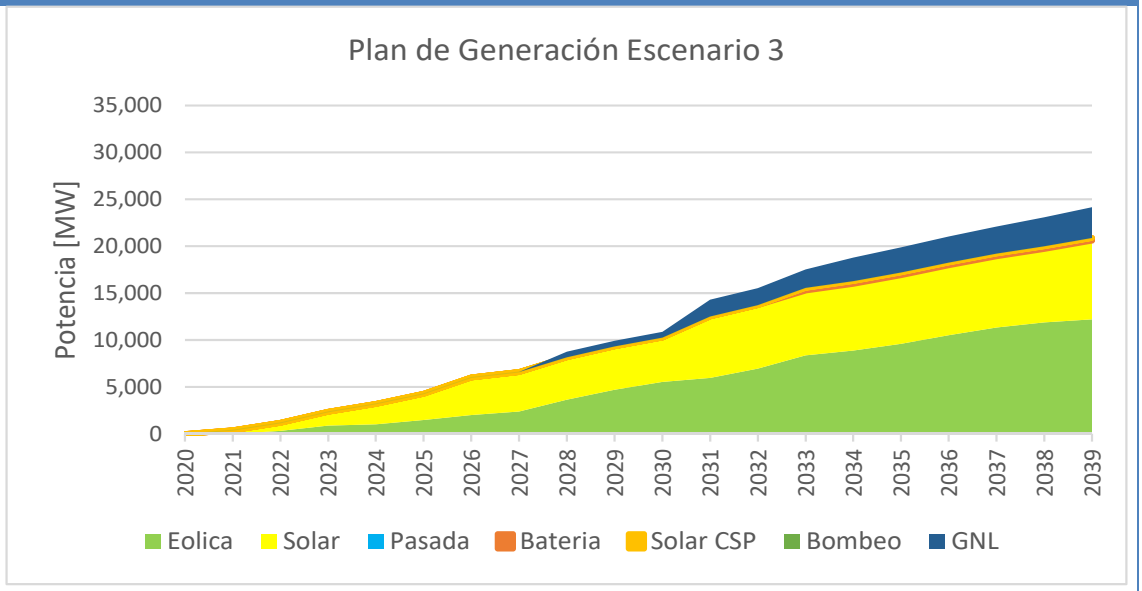
El plan de obra de generación denominado “Escenario 3” considera una proyección de demanda de energía eléctrica media, proyección de precios de combustibles fósiles bajo y un desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2021 conforme lo definido en la PELP, distribuido principalmente en las barras del sistema comprendidas en las regiones segunda, tercera y cuarta. Este escenario considera la disminución de proyección media de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas y eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante mencionar que en el año 2033 hacen ingreso baterías al sistema.

Tabla 22: Plan de Obra de generación Escenario 3.

Escenario 3



Escala de colores	MW	MW
	0	0
	1	220
	220	440
	440	2,200
	2,200	3,300
	3,300	4,400
	4,400	5,500
	5,500	6,600
	6,600	7,700
	7,700	11,000



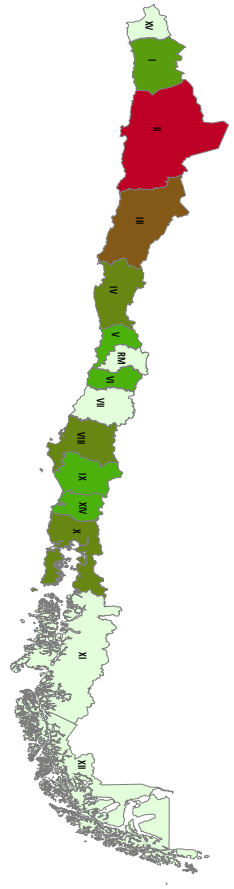
Año	Eolica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Bateria [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	GNL [MW]
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	398	0	0	0	0	0
2022	324	467	0	0	0	0	0
2023	570	607	0	0	0	0	0
2024	144	631	69	0	0	0	0
2025	448	631	0	0	0	0	0
2026	532	1.205	0	0	0	0	0
2027	374	209	0	0	0	0	0
2028	1.271	296	0	0	0	0	600
2029	1.043	116	0	0	0	0	0
2030	836	110	0	0	0	0	0
2031	427	1.814	0	0	0	0	1.200
2032	990	228	0	0	0	0	0
2033	1.417	79	34	299	0	0	171
2034	518	211	0	0	0	0	525
2035	717	201	0	0	0	0	182
2036	913	148	0	0	0	0	88
2037	832	125	0	0	0	0	102
2038	531	237	0	0	0	0	233
2039	327	567	0	0	0	0	180
Total	**12.214**	**8.279**	**104**	**299**	**0**	**0**	**3.281**

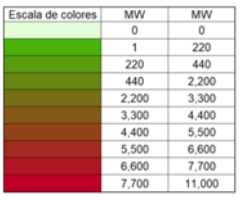
6.3.4.6 Escenario 4

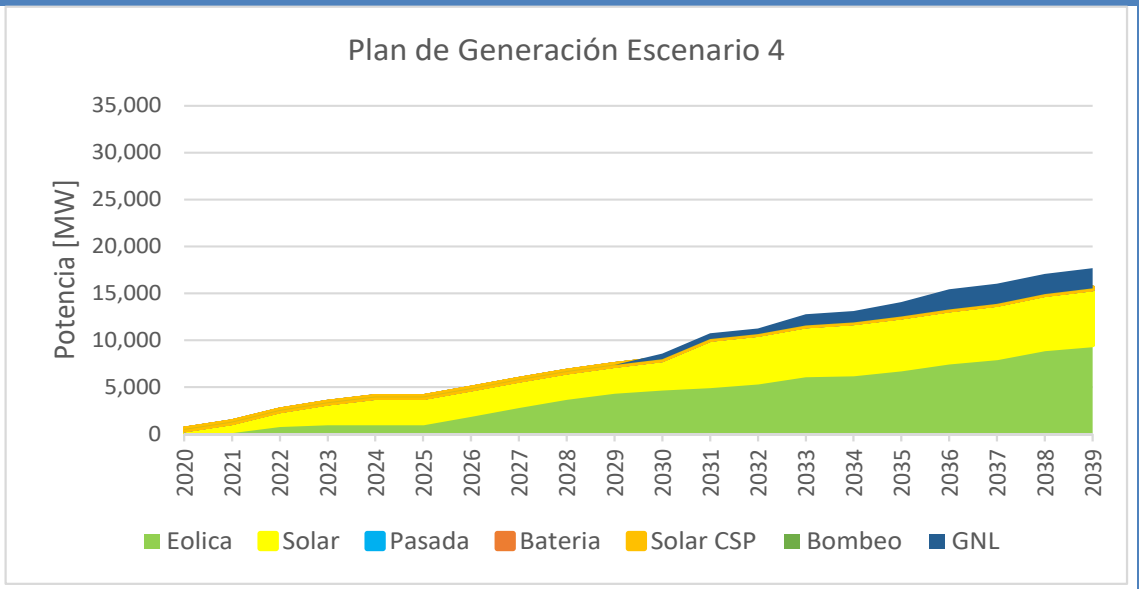
El plan de obra de generación denominado “Escenario 4” considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja, proyección de precios de combustibles fósiles bajo y un desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2020 conforme lo definido en la PELP, distribuido principalmente en las barras del sistema comprendidas en las regiones segunda y tercera. 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 señalar que la tecnología GNL se desarrolla también en las zonas de mayor penetración de centrales eólicas y solares de este escenario, es decir, entre la segunda y tercera región.

Tabla 23: Plan de Obra de generación Escenario 4.

Escenario 4







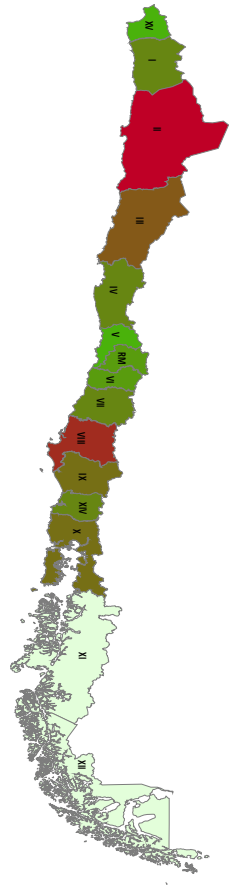
Año	Eolica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Bateria [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	GNL [MW]
2020	0	467	0	0	0	0	0
2021	385	399	0	0	0	0	0
2022	648	607	0	0	0	0	0
2023	190	631	0	0	0	0	0
2024	0	608	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0
2026	895	0	0	0	0	0	0
2027	945	0	0	0	0	0	0
2028	869	0	0	0	0	0	0
2029	655	50	0	0	0	0	0
2030	329	284	0	0	0	0	600
2031	266	1.895	0	0	0	0	0
2032	389	137	0	0	0	0	0
2033	767	146	0	0	0	0	600
2034	100	236	0	0	0	0	0
2035	528	87	0	0	0	0	350
2036	738	19	0	0	0	0	600
2037	450	141	0	0	0	0	0
2038	960	90	0	0	0	0	0
2039	436	178	0	0	0	0	0
Total	**9.549**	**5.974**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2.150**

6.3.4.7 Escenario 5

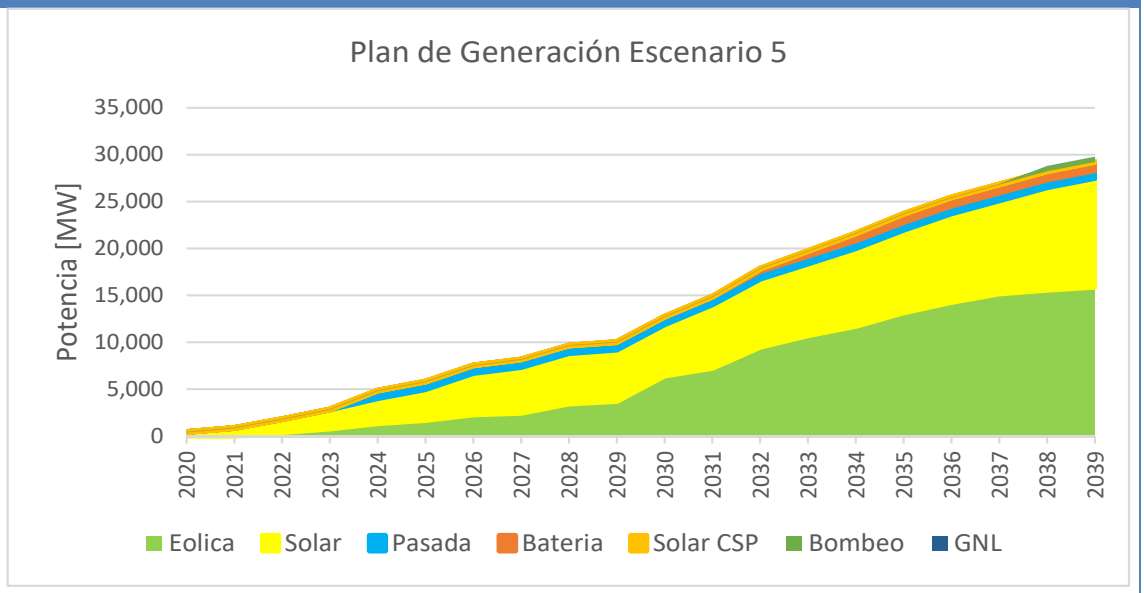
El plan de obra de generación denominado “Escenario 5” considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta, proyección de precios de combustibles fósiles alta y un desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2020 conforme lo definido en la PELP, distribuido principalmente en las barras del sistema comprendidas en las regiones segunda, tercera y octava. Este escenario considera una proyección baja en cuanto a la disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas, eólicas y termosolares, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante señalar que las baterías hacen ingreso a partir del año 2032 en este escenario.

Tabla 24: Plan de Obra de generación Escenario 5.

Escenario 5



Escala de colores	MW	MW
	0	0
	1	220
	220	440
	440	2,200
	2,200	3,300
	3,300	4,400
	4,400	5,500
	5,500	6,600
	6,600	7,700
	7,700	11,000



Año	Eolica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Bateria [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	GNL [MW]
2020	0	421	0	0	0	0	0
2021	0	435	0	0	0	0	0
2022	395	545	0	0	0	0	0
2023	396	631	0	0	0	0	0
2024	563	631	816	0	0	0	0
2025	328	631	0	0	0	0	0
2026	604	1.121	0	0	0	0	0
2027	168	471	0	0	0	0	0
2028	988	493	0	0	0	0	0
2029	279	90	0	0	0	0	0
2030	2.708	0	0	0	0	0	0
2031	823	1.308	0	0	0	0	0
2032	2.242	481	0	276	0	0	0
2033	1.224	401	0	251	0	0	0
2034	1.015	624	0	242	0	0	0
2035	1.429	527	0	131	0	0	0
2036	1.120	629	0	0	0	0	0
2037	902	482	0	0	0	0	0
2038	402	1.000	0	0	0	543	0
2039	317	676	0	0	0	0	0
Total	**15.902**	**11.594**	**816**	**900**	**0**	**543**	**0**

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

Tabla 25: Resumen de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión.

Tecnología	Escenario 1 [MW]	Escenario 2 [MW]	Escenario 3 [MW]	Escenario 4 [MW]	Escenario 5 [MW]
Eólica	11.766	16.065	12.214	9.549	15.902
Solar	7.767	10.044	8.279	5.974	11.594
Pasada	340	1.512	104		816
Batería	900		299		900
Termosolar	2.040	2.842			
Bombeo		1.000			543
GNL			3.281	2.150	
TOTAL	**22.813**	**31.463**	**24.177**	**17.673**	**29.755**

6.3.4.8 Cumplimiento de la Ley 20.698

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

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

Tabla 26: Cumplimiento de la Ley 20.698.

Grado de Cumplimiento [%]						
Año	Requerimiento Inyecciones ERNC [%]	Esc-1	Esc-2	Esc-3	Esc-4	Esc-5
2019	7,43%	19,2%	19,2%	19,2%	19,2%	19,2%
2020	8,61%	27,7%	29,0%	27,7%	29,4%	29,2%
2021	10,35%	34,3%	35,6%	34,3%	37,3%	35,7%
2022	11,90%	35,8%	38,4%	37,0%	41,1%	38,8%
2023	13,47%	39,4%	40,8%	40,3%	42,6%	41,2%
2024	15,09%	41,9%	42,5%	41,9%	43,7%	43,4%
2025	17,53%	43,7%	43,6%	43,8%	43,0%	44,7%
2026	17,93%	44,9%	44,8%	46,7%	45,2%	47,1%
2027	18,39%	47,3%	44,8%	47,3%	47,3%	47,3%
2028	18,68%	52,0%	47,0%	50,1%	49,2%	49,6%
2029	18,84%	52,3%	47,4%	52,4%	50,2%	50,0%

6.3.5 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

De una forma similar a la proyección de demanda, y en conformidad a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711, las proyecciones de precios de los combustibles utilizadas en el presente plan, para los primeros 10 años del horizonte de análisis, se basan en la información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de 2019, aprobado mediante Resolución Exenta N° 171, de 07 de febrero de 2019, extendiéndose a partir del año 2028 el vector de precios de acuerdo a las tasas de crecimiento consideradas en la PELP para los distintos combustibles.

El siguiente cuadro muestra el costo del GNL, Carbón y Crudo WTI utilizado en la modelación de la operación del SEN.

Tabla 27: Costo del GNL usado en la modelación del SEN.

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2019	8,625	8,625	8,625
2020	8,974	8,974	8,974
2021	8,933	8,933	8,933
2022	8,978	8,978	8,978
2023	9,137	9,137	9,137
2024	9,271	9,271	9,271
2025	9,426	9,426	9,426
2026	9,477	9,477	9,477
2027	9,540	9,540	9,540
2028	9,562	9,562	9,562
2029	9,660	9,642	9,648
2030	9,743	9,647	9,657

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2031	9,886	9,652	9,690
2032	10,003	9,663	9,724
2033	10,115	9,656	9,767
2034	10,254	9,655	9,799
2035	10,330	9,641	9,801
2036	10,419	9,751	9,894
2037	10,417	9,766	9,929
2038	10,476	9,843	9,999

Tabla 28: Costo del Carbón usado en la modelación del SEN.

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2019	85,614	85,614	85,614
2020	85,643	85,643	85,643
2021	85,550	85,550	85,550
2022	85,547	85,547	85,547
2023	85,562	85,562	85,562
2024	85,271	85,271	85,271
2025	85,226	85,226	85,226
2026	85,595	85,595	85,595
2027	85,653	85,653	85,653
2028	85,833	85,833	85,833
2029	86,133	85,976	85,780
2030	86,548	86,377	85,748
2031	86,721	86,426	85,748
2032	86,918	86,423	85,766
2033	86,946	86,494	85,882
2034	86,980	86,426	85,728
2035	87,060	86,578	85,693
2036	87,130	86,649	85,842
2037	87,224	86,874	85,936
2038	87,449	87,008	86,090

Tabla 29: Costo del Crudo WTI usado en la modelación del SEN.

Año	Precio Alto [USD/bbl]	Precio Medio [USD/bbl]	Precio Bajo [USD/bbl]
2019	57,705	57,705	57,705
2020	71,766	71,766	71,766
2021	79,359	79,359	79,359
2022	82,627	82,627	82,627
2023	85,086	85,086	85,086

Año	Precio Alto [USD/bbl]	Precio Medio [USD/bbl]	Precio Bajo [USD/bbl]
2024	86,689	86,689	86,689
2025	87,906	87,906	87,906
2026	89,722	89,722	89,722
2027	90,944	90,944	90,944
2028	92,638	92,638	92,638
2029	96,168	94,173	93,807
2030	97,032	95,217	94,841
2031	98,252	97,315	97,245
2032	99,773	98,310	98,495
2033	100,706	99,677	100,244
2034	102,790	101,287	102,049
2035	104,461	102,442	103,791
2036	105,764	102,905	105,514
2037	106,535	105,426	108,181
2038	107,898	106,606	109,642

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

En conformidad a lo establecido en el numeral 7 del artículo 11° de la Resolución Exenta N° 711, con el propósito de obtener una mejor representación de la utilización del sistema de transmisión, se simuló la inyección de las unidades solares y eólicas como aportes diferenciados, según los distintos bloques de demanda horarios utilizados. Dichos aportes fueron construidos a partir de las curvas de generación típicas de las centrales solares y de los registros de viento por zona del país, considerando la siguiente metodología:

a) La demanda mensual se representó mediante 8 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 8 bloques para los días no hábiles (sábados, domingos y festivos). Se consideró la misma definición de los bloques para ambos tipos de días en cuanto a las horas del día asignadas a cada bloque y en cada mes, siendo la definición de bloques propia de cada mes.
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 al interior de cada bloque la generación solar en forma horaria. Por su parte, se separaron los bloques para los niveles de mayor demanda del sistema.
d) Para determinar los perfiles de demanda por bloque para cada barra se utilizó la información de retiros horarios en cada mes del año 2018, obteniendo así los

promedios de demanda por bloque en cada nudo. Estos valores se dividieron por la demanda promedio en el mes, obteniéndose así el factor correspondiente a cada bloque y mes para todas las barras de consumo.

e) Para los datos de radiación solar se utilizaron perfiles de generación tipo, obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile desarrollado para el Ministerio de Energía. Además, se consideraron perfiles de generación de centrales existentes.

6.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico

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

i. Determinación de perfiles solares para cada zona

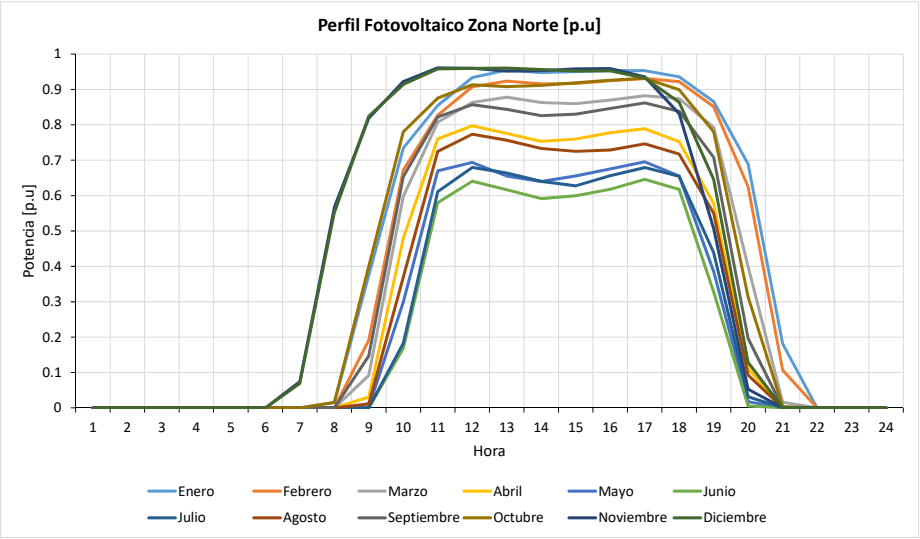
Se han definido tres zonas geográficas, constando cada cual con un perfil referencial de potencia horaria fotovoltaica. Dicho perfil se ha construido a partir de centrales existentes con más de un año de operación en el sistema (y estadística disponible). La zona 1 se encuentra comprendida entre la región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

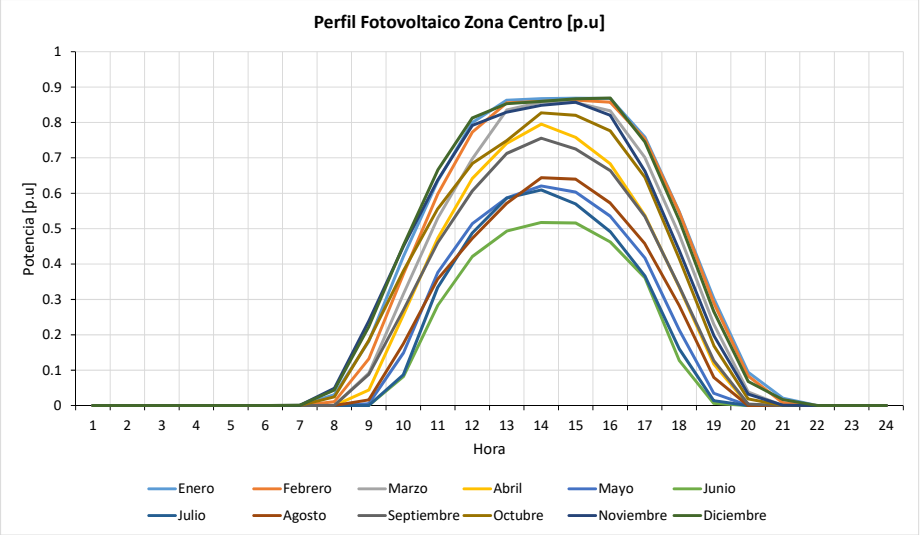
Para efectos de la confección del perfil característico de la zona 3 se utilizó el perfil de la zona 2, el que se ponderó con un factor mensual calculado en base a la radiación solar GHI (Global Horizontal Irradiance) de las localidades de Polpaico (Centro) y Los Varones (Sur), obtenidos desde el Explorador de Energía Solar del Ministerio de Energía[4].

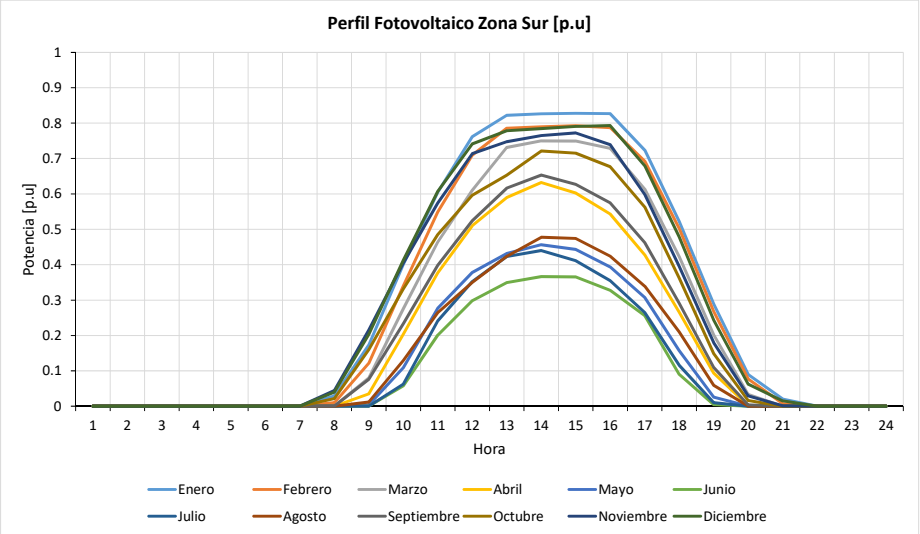
La Figura 6.1 muestra los perfiles de operación de las unidades solares características para cada zona geográfica definida.

[4] Explorador Solar. URL: http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/

Figura 6.1: Perfil Fotovoltaico para las distintas zonas.







ii. Representación de perfiles solares en estructura de bloques

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

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

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

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

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

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

Lo anterior da lugar a una tabla con datos mensuales y horarios como la que se aprecia en la Tabla 30, en la cual se han destacado en color rojo aquellas horas cuando la central CSP inyectaría más energía al sistema, y en color azul las horas del día donde una fracción de la energía sería almacenada para su posterior utilización en las otras horas del día.

Tabla 30: Potencia complementaria para cada mes-hora

	MES											
HORA	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:

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

6.3.6.2 Representación de Centrales Eólicas en Modelo de Despacho Económico

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

i. Serie de tiempo del recurso primario

Para el modelamiento de las centrales eólicas, tanto existentes como en construcción y comprometidas, se extrajo la información del recurso primario a partir de las series de tiempo contenidas en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía, considerando una serie histórica de 37 años[5] y la altura del aerogenerador, dato que fue obtenido desde el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de no contar con la información necesaria en el Explorador Eólico, se utilizó una aproximación al valor más cercano disponible.

Posteriormente, y debido a que se cuenta con información de 61 afluentes para las centrales hidroeléctricas, se procedió a realizar un modelamiento similar para las centrales eólicas, es decir, para el modelamiento de estas centrales se consideró 61 años de información. Sin embargo, al tener una data reducida (37 años), se procedió a escoger aleatoriamente distintos años de la serie eólica hasta completar los 61 años, procurando que un año de la serie, a lo más, se encontrara repetido una vez. Cabe destacar que la relación afluente hídrico con el eólico se procedió a realizar de forma aleatoria, sin considerar una correlación temporal entre ambos.

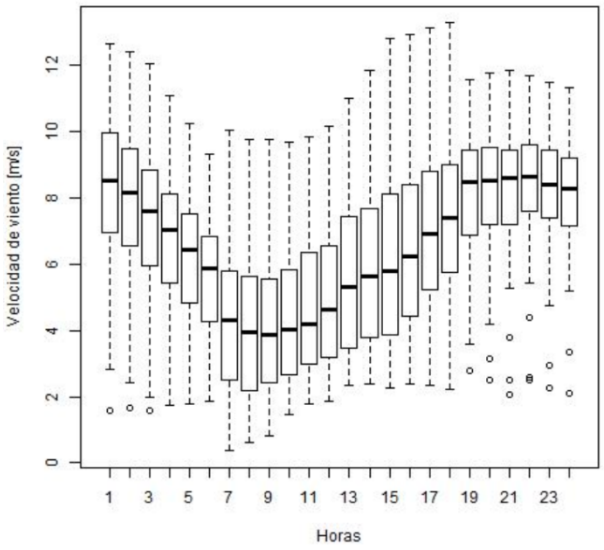
Una vez realizado lo anterior, debido a que la serie de tiempo cuenta con resolución horaria, se escogió para cada año y mes un día de manera aleatoria. Por lo tanto, se tienen 61 días totales escogidos de manera aleatoria para representar los afluentes en cada mes.

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

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

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

Figura 6.2: Velocidad del viento durante el día para Central Canela – mes enero.



ii. Transformación del recurso primario en potencia eléctrica

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

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

Donde:

P: Potencia eólica generada.

ρ: Densidad del aire en la altura a evaluar.

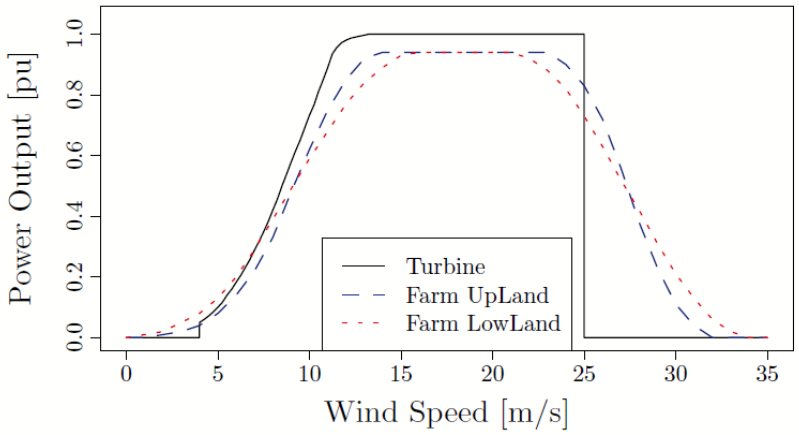
A: Área del rotor.

v: Velocidad de viento.

En general resulta difícil obtener una estimación del parámetro "ρ", por lo que los fabricantes definen empíricamente la curva potencia-velocidad, la cual 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, debido a diversos factores, las turbinas reciben distintas velocidades de viento, lo que produce que la curva potencia-velocidad de un parque equivalente tienda a suavizar el perfil.

Por otra parte, existen trabajos[6] [7] en los cuales se consideran como efectos a tomar en cuenta para la transformación de potencia-velocidad del parque equivalente la eficiencia del arreglo (efecto de reducción de velocidad debido a tener turbinas aguas arriba), velocidad de corte, efectos topográficos, promediado espacial, disponibilidad de recurso (de acuerdo a la ubicación de la turbina, sea costa o interior) y pérdidas eléctricas (alrededor del 3%). La Figura 6.3 muestra el comportamiento de la característica potencia-velocidad del parque eólico, tanto para el caso en que éste se encuentre emplazado en una altura cercana al nivel del mar o para aquel que se encuentre emplazado en una altura considerable. Se puede apreciar que la velocidad de corte de potencia eólica no es la misma que para el caso del aerogenerador individual, y que es mucho más suave el tránsito para llegar a ésta.

Figura 6.3: Potencia de acuerdo a la velocidad del viento.



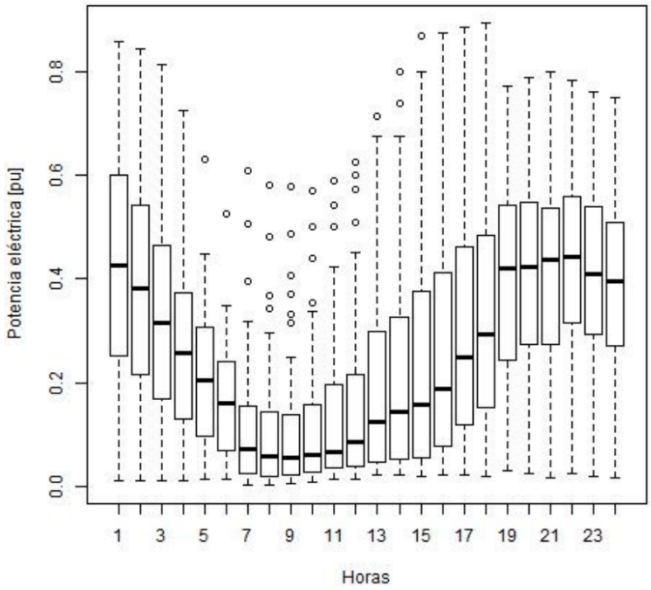
En particular para efectos de la transformación de los datos de velocidad a potencia eléctrica, utilizados para el plan de expansión 2019, se consideró el promedio de la curva "*Farm UpLand*" y "*Farm LowLand*", por cuanto en el Sistema Eléctrico Nacional existen parques eólicos ubicados en distintas 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 el mes de enero:

[6] Norgaard Per and Holttimen Hannele. A multi-turbine power curve approach. In Nordic Wind Power Conference, March 2004.

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

Figura 6.4: Potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes enero.

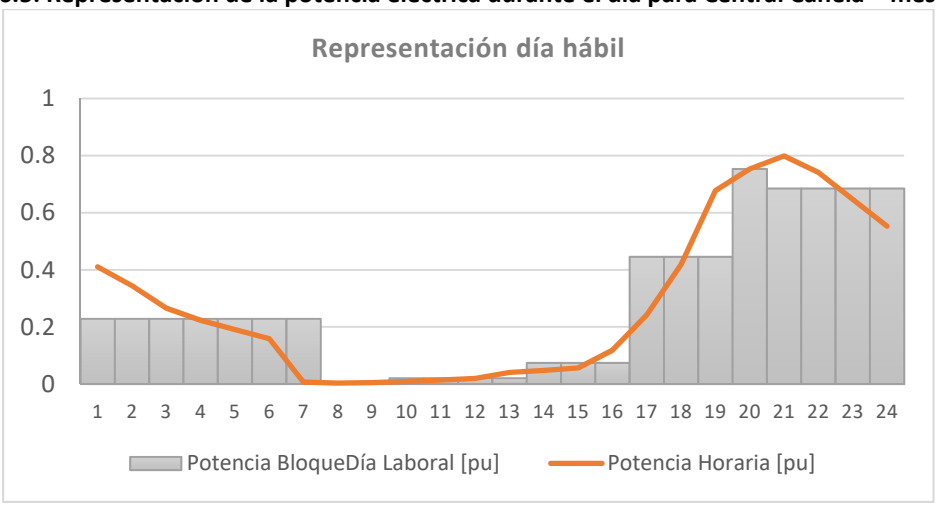


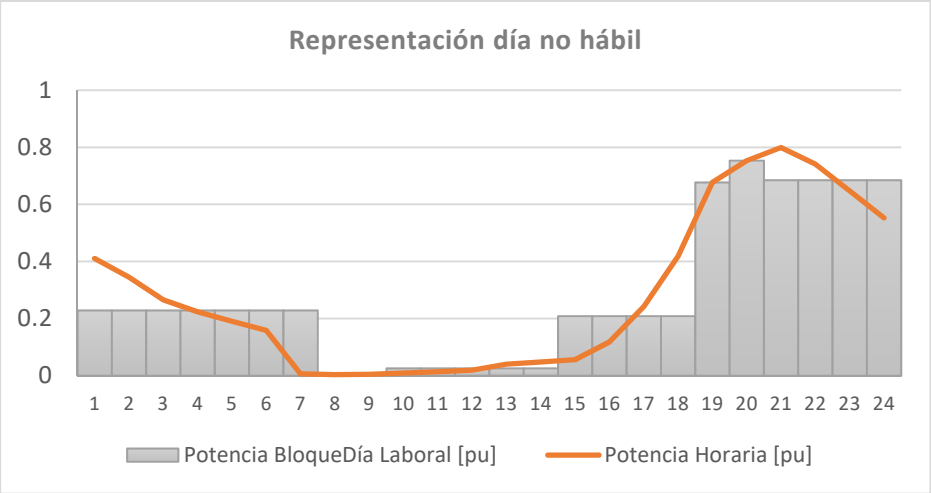
iii. Representación de la Potencia Eólica en Bloques

Los datos obtenidos como resultados del proceso anterior deben ser transformados a bloques para su representación en el modelo de despacho económico. Para lo anterior, y tomando en consideración que la diferenciación entre días hábiles y no hábiles se debe exclusivamente al comportamiento de la demanda eléctrica, y que no existe algún motivo para mantener esa diferenciación respecto a la potencia eólica generable, los 61 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 el mes de enero:

Figura 6.5: Representación de la potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes enero.





6.3.7 PARÁMETROS Y VARIABLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

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

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

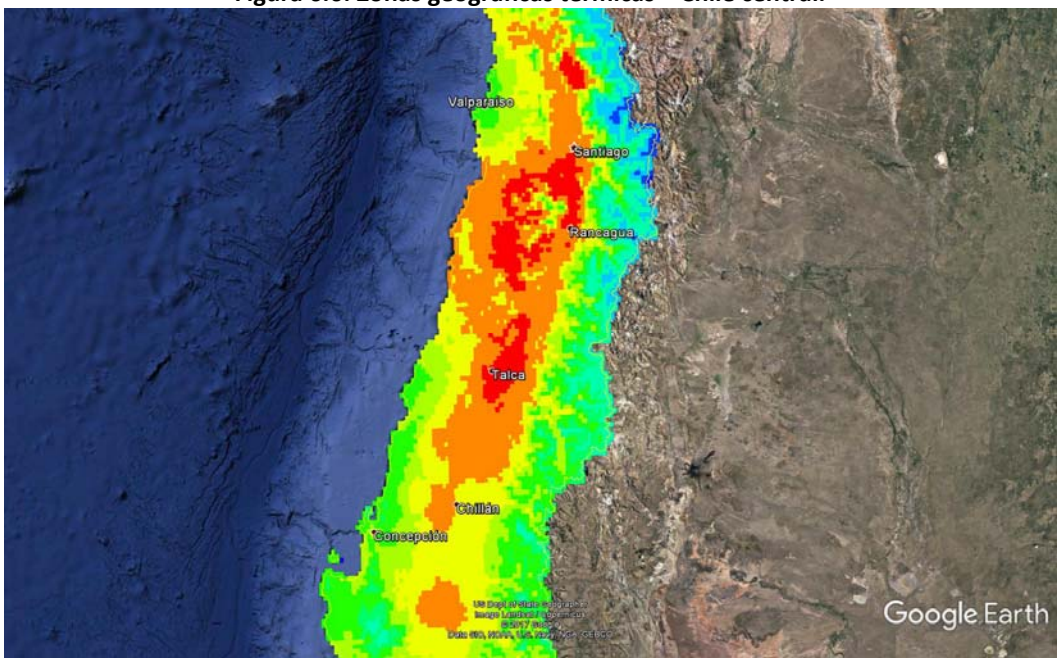
Los circuitos pertenecientes a sistemas de transmisión zonales han sido modelados considerando diferentes zonas térmicas geográficas, dando lugar a una capacidad operativa en MW, definida para cada circuito en función de la temperatura ambiente de operación. Lo anterior se justifica de manera de considerar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

La determinación de las zonas térmicas geográficas se realizó para todo el territorio de Chile continental, mediante la utilización de una grilla con celdas de tamaño aproximado 5x4 km, que contienen los datos de las temperaturas máximas promedio para un mes de enero de referencia construido a partir de una muestra de datos. Dicha información puede obtenerse libremente a partir de las coberturas SIG (Sistemas de Información Geográfica), desarrolladas por el docente de la Universidad de la Frontera, Dr. Christoph Johannes Albers[8].

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

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

Figura 6.6: Zonas geográficas térmicas – Chile central.

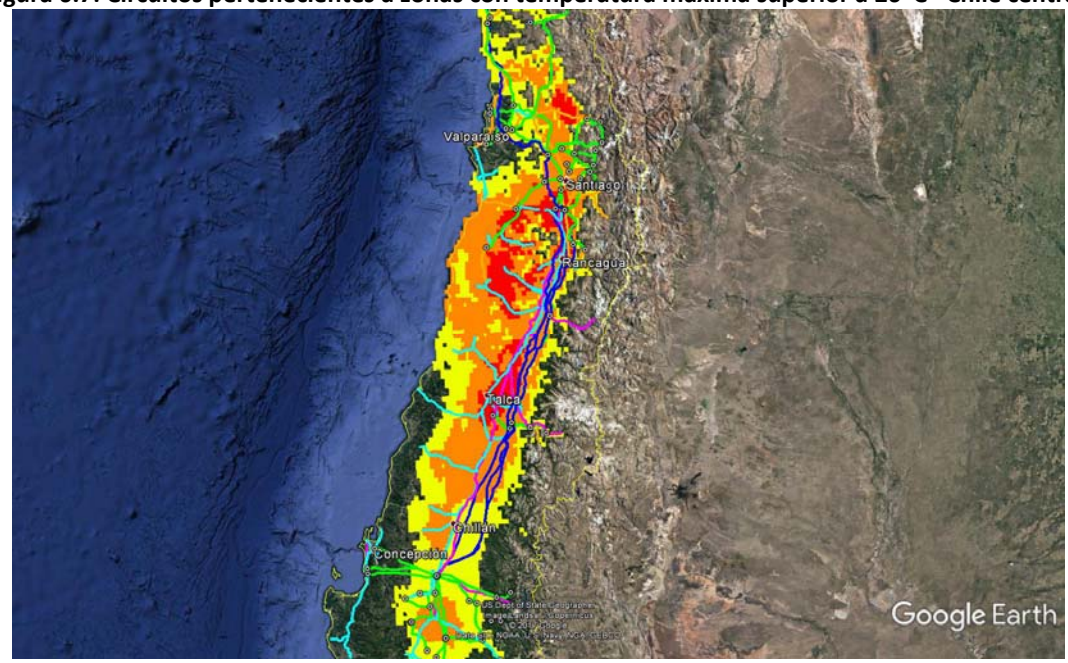


Finalmente, los circuitos pertenecientes a los sistemas de transmisión zonal fueron clasificados según su ubicación en la zona geográfica correspondiente. Para aquellas zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de enero es superior a 30ºC (zonas de color rojo), se definió utilizar una temperatura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

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

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

Figura 6.7: Circuitos pertenecientes a zonas con temperatura máxima superior a 26ºC– Chile central.



6.3.8 COSTOS DE FALLA

Los costos de falla utilizados para el presente proceso de planificación anual son los que se encuentran contenidos en la Resolución Exenta N° 195 de la Comisión, de 04 de marzo de 2018, que "Informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos". Los valores de Costo de Falla de Larga Duración del SEN se detallan en las siguientes tablas:

Tabla 31: Costo de Falla de Larga Duración SEN.

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla [US$/MWh]
0-5%	747,60
5-10%	1.087,69
10-20%	1.570,75
Sobre 20%	2.141,91

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

Tabla 32: Costo de Falla de Corta Duración SEN.

Sistema	Costo Falla [US$/kWh]
SEN	13,15

6.3.9 TASAS DE FALLA DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Las tasas de falla que provoquen cortocircuitos o ENS de los elementos de rama de transformación o línea utilizados fueron extraídos del Informe "*Final Report of the 2004-2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Cigre*", y para las líneas de transmisión se utilizaron los registros históricos de los últimos 5 años informados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), es decir, para efectos del presente proceso de planificación, se consideró el periodo comprendido entre los años 2014 y 2018. Adicionalmente, se han considerado las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

6.4 ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN

En base a la información y antecedentes señalados en los numerales anteriores se realizaron los análisis que se establecen en el Capítulo 5 de la Resolución Exenta N° 711, con el objeto de obtener como resultado el Plan Anual de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2019.

A continuación se detallan los análisis realizados:

6.4.1 ANÁLISIS PRELIMINAR

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° de la RE N° 711, esta etapa consistió en revisar los antecedentes referidos en los numerales anteriores del presente informe técnico, para así determinar la información que será utilizada en el proceso de planificación de la transmisión.

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

Considerando las propuestas de transmisión presentadas por las empresas promotoras y el Coordinador Eléctrico Nacional, se identificaron los proyectos que por su naturaleza no tienen directa relación con las necesidades de abastecimiento de la demanda, sino que apuntan a los objetivos de seguridad y resiliencia, de modo que pasaron directamente a la etapa de Análisis de Seguridad y Resiliencia.

6.4.2 ANÁLISIS DE SUFICIENCIA DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

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

operación y falla en el Sistema Eléctrico Nacional ante los distintos escenarios de oferta y demanda.

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

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

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

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

6.4.2.1 Criterio de Holgura

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

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

Para efectos del ejercicio descrito en el párrafo anterior, se consideró la demanda máxima proyectada mediante la tasa de crecimiento alta para todo el horizonte de análisis, tomando como año de referencia para la toma de decisión de inversión el año 2023. Lo anterior, sin perjuicio de eventuales sensibilidades respecto de aquellas instalaciones que podrían presentar una cargabilidad relevante al año 2024.

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

Por otra parte, para determinar los proyectos de expansión nacional y zonal que mejoren los costos de operación y falla que debían pasar a las etapas siguientes de análisis se aplicó el criterio de holgura definido en la Resolución Exenta N° 711, esto es, que se presenten beneficios en términos de reducción de los costos de operación y falla, respecto a la condición base sin expansión, en al menos el 50% de los escenarios.

6.4.3 ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y RESILIENCIA

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

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

6.4.3.1 Análisis de Seguridad

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

Criterio de Redundancia

Respecto del Sistema de Transmisión Nacional, se analizaron los distintos proyectos de expansión que permitieran asegurar el abastecimiento de la demanda frente a las contingencias que establece la normativa técnica para este segmento de transmisión. De esta forma, se consideró la aplicación del criterio N-1 como criterio de seguridad en la planificación de dicho sistema, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en el que sólo se podrán utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión.

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

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

A continuación, se procedió a estimar el tiempo de indisponibilidad esperado para la salida del elemento bajo análisis. Así, en el caso de instalaciones de transformación zonal, se utilizaron los tiempos de indisponibilidad de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. Asimismo, se consideraron las tasas de salida de los elementos que conforman la rama, tales

como transformadores, interruptores, desconectadores, transformadores de potencia o de corriente, que provocaran la salida intempestiva de la rama o generaran cortocircuitos en ella, de acuerdo a la información con que la Comisión cuenta. Por su parte, para el caso de proyectos de líneas de transmisión zonal, se utilizaron registros históricos de fallas o salidas intempestivas de la línea bajo análisis.

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

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

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

6.4.3.2 Análisis de Resiliencia

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

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

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

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

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

- **Maremotos.** El análisis de esta eventualidad consistió en estudiar el riesgo que presenta para el sistema eléctrico un evento de tsunami, el cual puede dejar

indisponible un determinado grupo de centrales que se encuentren emplazadas cerca de la costa. Para la realización de este análisis de resiliencia se identificaron cuatro zonas afectas a esta eventualidad en el territorio nacional: (i) Tocopilla, en la cual se encuentran las centrales Tocopilla y Norgener; (ii) Mejillones, en la cual se encuentran las centrales Gas Atacama, Mejillones, Cochrane, Angamos, Kelar y la futura central Infraestructura Energética Mejillones; (iii) Huasco, en la cual se encuentra la central Guacolda; y (iv) Coronel, en la cual se encuentran las centrales Bocamina, Bocamina 2 y Santa María.

La metodología consistió en dejar fuera de servicio el conjunto de centrales mencionadas en una de las cuatro zonas identificadas, y verificar el cumplimiento de los artículos de la NTSyCS para el estado de operación normal, incluyendo el cumplimiento del criterio N-1 para el Sistema de Transmisión Nacional. La realización del análisis tomó en cuenta la demanda máxima coincidente proyectada en la totalidad del SEN para el año 2023, en atención al horizonte en el cual una eventual expansión podría concretarse.

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

  Para efectos de este plan, se analizó el comportamiento del sistema frente a esta eventualidad, examinando cómo reaccionarían los proyectos de transmisión bajo análisis si ocurre una variación de precios durante el año 2025 o durante el año 2032[9], de manera independiente. Se debe considerar que, para poder observar el efecto, debido a que el ejercicio realizado consiste en una variación intempestiva del precio del combustible, la inercia propia del sistema eléctrico y su operación dificultan la realización de una modificación en las políticas de uso del agua embalsada, por lo que se considera constante la estrategia de utilización de los recursos optimizados y determinadas en los análisis.

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

  Posteriormente, se determinaron dos beneficios netos; el primero consiste en la diferencia entre los costos de operación del sistema en los casos en los cuales no

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

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.

- **Hidrologías extremas.** Dado que el Sistema Eléctrico Nacional es de naturaleza hidrotérmica, un aspecto fundamental es el análisis del recurso hídrico, que en el caso de las centrales con capacidad de regulación se encuentra asociado a optimizar su uso, mientras que en el caso de las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación se encuentra directamente asociado a su energía disponible. Para modelar el comportamiento futuro de las centrales hidroeléctricas se utilizan las series de tiempo compuestas por una muestra estadística de 58 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país[10]. Dependiendo de las zonas en análisis, el flujo por los distintos tramos del sistema de transmisión puede variar en función de las hidrologías, por cuanto una zona con fuerte componente hídrica puede comportarse como exportadora en hidrologías húmedas, mientras que puede ser importadora en hidrologías secas.

  Para llevar a cabo dicha evaluación, la metodología aplicada consideró observar los efectos a partir de la modelación de la operación para los siguientes 20 años bajo las siguientes situaciones: (i) caso base, en el cual no se encuentran modelados los proyectos bajo análisis; y (ii) caso con proyectos, en el cual se encuentran modelados los proyectos bajo análisis. Para dichos efectos, se utilizó la serie hidrológica extrema seca, es decir, aquella que contiene las cinco hidrologías más secas, y la serie hidrológica extrema húmeda, que contiene las cinco hidrologías más húmedas.

  Visto lo anterior, se tiene que las hidrologías más secas corresponden a los periodos 1962-1963, 1968-1969, 1996-1997, 1998-1999 y 2012-2013. Por otra parte, las hidrologías más húmedas corresponden a los periodos: 1965-1966, 1972-1973, 1980-1981, 1982-1983 y 2002-2003. Una vez definido lo anterior, se revisó en la modelación ya efectuada la serie hidrológica en la cual se repiten más veces los datos más secos y húmedos. Por lo tanto, para observar los efectos económicos que contiene un proyecto frente a hidrologías extremas, se extrajo el resultado considerando dichas series, comparando de este modo como es la situación con y sin proyectos frente a una hidrología extrema seca o extrema húmeda.

[10] Además, se consideran tres hidrologías sintéticas, tal cual se señala en el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo, dando como resultado la modelación de 58+3 hidrologías.

6.4.4 ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN

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

Para este análisis se realizó una comparación entre el escenario con los proyectos de expansión que han resultado de las etapas anteriores y el escenario sin ellos, realizando simulaciones de despacho económico que muestren las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por barras, en conformidad a lo establecido en el artículo 20° de la Resolución Exenta N° 711. El monto de energía inyectada y retirada esperada por los generadores resulta del despacho y el retiro de energía proyectado en las barras respectivas.

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

A continuación se presentan la fórmula de cálculo de los indicadores antes mencionados.

Para un conjunto significativo de barras de retiro, agrupadas en un *cluster*[11], 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

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

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

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

Donde,

$PMIP$: Precio medio de inyección del productor

i: Consumo aguas debajo de la barra de retiro

j: Mes del año

k: Bloque del mes

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

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

Donde,

RT_c: Riesgo de transmisión de un consumidor c.

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

$PMRC$: Precio medio de retiro de un consumidor

l: Productor activo en el año de análisis[12].

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

6.4.5 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN

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

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

6.4.5.1 Sub Etapa de Factibilidad y Valorización de los Proyectos

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

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

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

Por su parte, en la etapa de valorización, se determinaron los V.I. y C.O.M.A. referenciales, para cada uno de los proyectos, en base a diversos elementos, tales como: identificación del estado 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 2019".

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

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

Adicionalmente, y para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso final del artículo 87° de la Ley, en los V.I. referenciales de los proyectos que contemplan la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicados, se consideraron los costos asociados a la intervención y a los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas. Para estos efectos, se consideraron en la valorización costos directos de materiales, maquinarias y mano de obra necesarios para no

degradar el desempeño de la instalación dedicada en cuestión, sin considerar desconexiones e interrupciones de suministro de las instalaciones intervenidas, de acuerdo a la siguiente metodología:

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

- En el caso de proyectos que pueden ser construidos en etapas, se ha considerado una secuencia constructiva de características tales, que se aprovechen las redundancias presentes de los tramos y el enmallamiento producto del seccionamiento propuesto, en los casos que corresponda. En este caso no se considera un costo adicional, dado que no hay desconexión de la instalación del sistema dedicado que es intervenida, sin interrupción de suministro.

- Para los proyectos en que no es factible desconectar la instalación dedicada intervenida porque se interrumpiría el suministro de clientes, o no es posible desarrollar una secuencia constructiva, se ha considerado la construcción de un *by pass*, que consiste en un tramo de línea de aproximadamente 500 metros con las mismas características de la línea intervenida, y en otros casos, se ha considerado realizar trabajos con instalaciones energizadas para la conexión de ampliaciones de barras o desconexiones de *tap off*. El costo asociado corresponderá a la incorporación de dichos elementos adicionales.

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

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

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

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

Asimismo, pasarán directamente a formar parte del plan de expansión aquellos proyectos que hayan resultado del Análisis de Seguridad descrito en el numeral a) del artículo 19° de la

Resolución Exenta N° 711, esto es, que permitan otorgar las redundancias necesarias de acuerdo al referido análisis.

6.4.5.2 Sub Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos

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

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

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

   De acuerdo al Informe "Precios Sociales 2018" de febrero de 2018, emitido por la División de Evaluación Social de Inversiones de la Subsecretaría de Evaluación Social, la tasa social de descuento es del 6%.

b) **Determinación del V.A.T.T. en Proyectos de Transmisión:**Para cada uno de los proyectos de expansión que se evalúan económicamente se determinó el Valor Anual de Transmisión por Tramos (V.A.T.T.), considerando la suma de la Anualidad del Valor de Inversión (A.V.I.) de la obra, sus C.O.M.A. y el ajuste por efecto de impuesto a la renta. Para efectos de lo anterior, se consideró lo dispuesto en el artículo 21° de la RE Nº 711, es decir, para el caso de obras de ampliación, el correspondiente A.V.I. se determinó considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de descuento de un 7% establecida en las Bases Técnicas y Administrativas definitivas del estudio de valorización a que se refiere el artículo 107° de la Ley, aprobadas por Resolución Exenta Nº 272 de la Comisión, de 26 de abril de 2019. Tratándose de obras nuevas, el correspondiente A.V.I. se determinó considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de descuento antes referida, pero sin aplicar la limitación de que ésta no pueda ser inferior a un 7% ni superior a un 10%. De esta forma, y de acuerdo al Informe Técnico, la tasa a utilizar para este caso corresponde a un 5%.

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

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

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

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

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

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

6.4.5.3 Conformación del Plan de Expansión Anual de la Transmisión

Concluida la etapa de evaluación económica, se procedió a conformar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019, según el resultado de las etapas anteriores.

7 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS Y RESULTADOS

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

7.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL

7.1.1 TENDIDO DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA LÍNEA 2X220 KV NUEVA CHUQUICAMATA - CALAMA

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional "Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Nueva Chuquicamata–Calama" tiene como objetivo aportar capacidad de transporte en dicho corredor frente al eventual desarrollo de proyectos que se encuentren en la zona.

Para el cumplimiento de lo descrito en el párrafo anterior, se propone el tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV entre las subestaciones Nueva Chuquicamata – Calama con una capacidad de al menos 260 MVA a 35°C con sol.

Es importante señalar que, para obtener el máximo beneficio del proyecto en cuestión, es necesario contar con el cambio de los transformadores de corriente en el corredor Kimal – Nueva Chuquicamata – Chuquicamata, de modo tal de aumentar la capacidad de transferencia N-1 a 375 MVA considerando 35°C con sol, lo que no forma parte del alcance de la obra contenida en este proceso de planificación, por tratarse de una obra menor en instalaciones que no serán intervenidas con esta obra.

7.1.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios que, en términos de reducción de costos operacionales y falla, otorga la obra durante el horizonte de análisis.

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

Tabla 33: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	15.372	17.997	22.071	17.852	16.948
Costo Operacional Con Proyecto	15.360	17.988	22.045	17.829	16.936
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.366	17.993	22.051	17.835	16.942
Beneficios (Base – Proyecto)	-5	-4	-20	-17	-6

En los resultados anteriores se observa que el proyecto otorga beneficios en los 5 EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra "Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama" en el presente proceso de expansión.

7.1.2 APOYO SISTEMA AL NORTE DE S/E KIMAL

Dado el importante desarrollo de proyectos de generación y demanda que se proyectan para la zona comprendida al norte de la S/E Kimal, es que se evalúa la ejecución de dos proyectos complementarios, los que se presentan a continuación.

Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal y Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro

Las obras de ampliación del sistema de transmisión nacional "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro" y "Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal" tienen como objetivo el aumento de la capacidad de transporte en el corredor de transmisión que une las subestaciones Kimal y Lagunas.

Lo anterior permite, en particular, otorgar suficiencia para el abastecimiento de la demanda durante horarios nocturnos, en los cuales se espera un flujo importante desde la S/E Kimal hacia el norte, debido al importante desarrollo de proyectos mineros, sumado al impacto del proceso de descarbonización, el que considera el retiro de la Central Térmica Tarapacá.

Adicionalmente, este proyecto permitirá disminuir las eventuales restricciones de transmisión para los distintos escenarios evaluados, las que se podrían presentar frente al desarrollo de proyectos de generación en la zona.

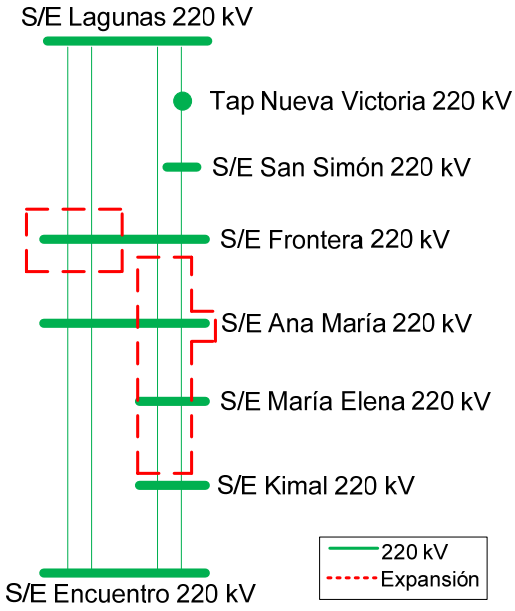
Para el cumplimiento de lo descrito en los párrafos anteriores, se propone incorporar en el presente proceso de expansión el aumento de capacidad de los circuitos de 220 kV entre las SS/EE Kimal y Frontera, propiedad de Transelec. Estos circuitos poseen actualmente una capacidad de transporte de 182,9 MVA, la que deberá ser elevada mediante un cambio de conductor por uno de operación a alta temperatura y baja flecha, que permita conseguir una capacidad de transmisión de, al menos, 550 MVA por circuito a 35°C con sol.

Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera – María Elena

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional "Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera – María Elena" consiste en la ampliación de la S/E Ana María, actualmente en proceso de construcción, además del seccionamiento de la línea 2x220 kV Frontera – María Elena en la mencionada S/E Ana María, permitiendo contar con cuatro circuitos hacia S/E Frontera, los que lograrán habilitar este corredor para efectos de evacuar una mayor cantidad de generación desde el norte hacia S/E Kimal. Adicionalmente, este seccionamiento otorgará mayor seguridad de abastecimiento hacia el norte de S/E Kimal, dado el importante crecimiento esperado de la demanda de la zona.

El diagrama del proyecto completo se presenta a continuación.

Figura 7.1: Diagrama proyecto Apoyo Zona Norte de S/E Kimal.



7.1.2.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

La evaluación de los proyectos descritos anteriormente se realizó de forma secuencial, debido al impacto que produce la incorporación del proyecto en cuanto al aumento de capacidad de los circuitos de 220 kV, comprendidos entre las SS/EE Kimal y Frontera.

Dado lo anterior, en primera instancia se evalúa la conveniencia de ejecutar el aumento de capacidad y el seccionamiento de la línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas en S/E Frontera.

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

Tabla 34: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	15.416	17.468	21.658	17.926	16.025
Costo Operacional Con Proyecto	14.986	17.175	21.267	17.484	15.725
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.020	17.208	21.300	17.517	15.758
Beneficios (Base – Proyecto)	-397	-260	-357	-408	-267

En los resultados anteriores se observa que el proyecto otorga beneficios en los 5 EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de las obras “Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro” y “Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal” en el presente proceso de expansión.

Posteriormente, el análisis anterior fue complementado con la incorporación del proyecto de seccionamiento de la línea que une las subestaciones María Elena y Frontera, en S/E Ana

María, para el cual se considera como un hecho la ejecución de la expansión descrita en el párrafo anterior.

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

Tabla 35: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	15.020	17.208	21.300	17.517	15.758
Costo Operacional Con Proyecto	14.770	17.094	21.019	17.393	15.663
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	14.815	17.139	21.064	17.438	15.708
Beneficios (Base – Proyecto)	-205	-70	-236	-79	-50

En los resultados anteriores se observa que el proyecto otorga beneficios en los 5 EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra “Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera – María Elena” en el presente proceso de expansión.

Finalmente, de los resultados anteriores se concluye que los proyectos resultan complementarios, y que ambos presentan beneficios para el sistema, de modo que se justifica la promoción del conjunto de proyectos.

7.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E CUMBRE

El proyecto de expansión del Sistema de Transmisión Nacional “Ampliación en S/E Cumbre” tiene como objetivos incrementar el nivel de transferencias, y la seguridad del sistema de transmisión de 220 kV, entre las subestaciones Cumbre y Cardones. El proyecto además permite el desarrollo del potencial de generación de la zona, además de disminuir el riesgo de vertimiento de la energía producida por las centrales ubicadas en las comunas de Diego de Almagro y Copiapó, durante todo el período de análisis.

Para el cumplimiento de lo descrito en el párrafo anterior, se propone la instalación de un segundo banco de autotransformadores 500/220 kV en la subestación Cumbre, con una capacidad de, al menos, 750 MVA.

7.1.3.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios en términos de reducción de costos operacionales y falla, que otorga la obra durante el horizonte de análisis.

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

Tabla 36: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	15.430	18.096	22.145	17.932	17.013
Costo Operacional Con Proyecto	15.365	18.087	22.045	17.927	17.003
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.386	18.108	22.066	17.948	17.024
Beneficios (Base – Proyecto)	-44	12	-79	16	10

En los resultados anteriores se observa que el proyecto otorga beneficios en dos de los cinco EGPT, por lo que inicialmente no correspondería proponer la inclusión de dicha obra en este proceso de expansión. Sin embargo, se realizó una sensibilidad a la zona teniendo en consideración la obra del Plan de Expansión 2018 "Ampliación en S/E Cumbre", condicionada a la declaración en construcción de la central Malgarida II o Almeyda.

En la siguiente tabla se muestran los beneficios económicos que resultan de instalar un nuevo banco de autotransformadores de 750 MVA en la subestación Cumbre, en caso de desarrollarse una central adicional de 190 MW en la zona de análisis en cada uno de los escenarios.

Tabla 37: Evaluación económica del proyecto (sensibilidad), valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	15.395	18.054	22.098	17.862	16.972
Costo Operacional Con Proyecto	15.316	18.032	21.975	17.834	16.951
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.337	18.053	21.996	17.855	16.972
Beneficios (Base – Proyecto)	-58	-1	-102	-7	0

En los resultados anteriores se observa que el proyecto otorga beneficios en tres de los cinco EGPT, además de mostrar una fuerte disminución en el riesgo de proponer la obra en los otros dos escenarios.

Finalmente, y en consideración a que la central fotovoltaica Malgarida I y Malgarida II fueron declaradas en construcción mediante la Resolución Exenta N° 783, de 18 de diciembre del 2019, y que su fecha de puesta en servicio estimada es marzo del año 2021, esta Comisión propone la incorporación en el presente proceso de expansión de la obra "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)", consistente en la instalación de un segundo banco de autotransformadores 500/220 kV.

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

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional "Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada" tiene como objetivo ampliar la capacidad de transmisión del sistema de 220 kV de la Región de Atacama, al permitir un uso más eficiente de los circuitos dispuestos entre las subestaciones Maitencillo y Punta Colorada, con la finalidad de permitir el desarrollo del potencial de generación de la

zona y reducir el riesgo de vertimiento de las centrales ubicadas en las comunas de Vallenar, Freirina y La Higuera, durante todo el período de análisis.

Para el cumplimiento de lo descrito en el párrafo anterior, se propone el seccionamiento de la nueva línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada, de 500 MVA por circuito, en la S/E Don Héctor. Adicionalmente, y solo para efectos de la simulación de la operación del sistema en los análisis desarrollados, se supuso una operación que considera la actual línea 2x220 kV Maitencillo – Don Héctor – Punta Colorada – Pan de Azúcar (197 MVA por circuito) desconectada de la S/E Punta Colorada, la cual quedaría únicamente abastecida por la línea de mayor capacidad.

7.1.4.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios en términos de reducción de costos operacionales y falla, que otorga la obra durante el horizonte de análisis.

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

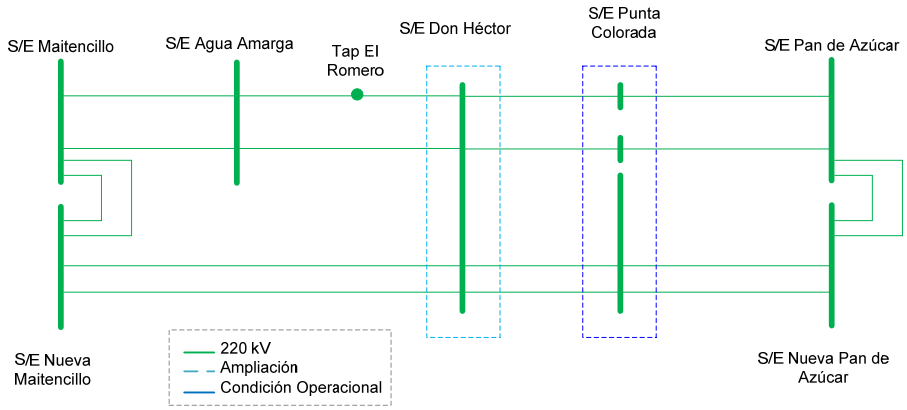
Tabla 38: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	15.430	18.096	22.145	17.932	17.013
Costo Operacional Con Proyecto	15.265	18.076	22.095	17.783	16.983
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.279	18.090	22.109	17.798	16.998
Beneficios (Base – Proyecto)	-150	-6	-36	-135	-16

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

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

Figura 7.2:Diagrama referencial del proyecto seccionamiento en S/E Don Héctor.



7.1.5 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LA CEBADA – PUNTA SIERRA

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional "Aumento de capacidad línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra" tiene como objetivos permitir el desarrollo y evacuación del potencial de generación de la Región de Coquimbo y reducir el riesgo de vertimiento de las centrales ubicadas en la comuna de Ovalle. Esta obra, en conjunto con la obra de ampliación "Seccionamiento línea de transmisión 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra en S/E Don Goyo", permiten ampliar la capacidad de transmisión del sistema de 220 kV entre las subestaciones Pan de Azúcar, Nueva Pan de Azúcar y Punta Sierra.

El proyecto consiste en el cambio de conductor, de aproximadamente 11 kilómetros, que une a las subestaciones La Cebada y Punta Sierra, pasando de una capacidad actual de 224 MVA por circuito, a una capacidad de al menos 560 MVA por circuito a 35°C.

Este proyecto se evaluó en forma conjunta con el "Seccionamiento línea de transmisión 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra en S/E Don Goyo", por lo que los beneficios que justifican la obra y el gráfico de las instalaciones que se modifican se detallan en el numeral 7.1.6.1.

7.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E DON GOYO, SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV NUEVA PAN DE AZÚCAR – PUNTA SIERRA Y BYPASS LÍNEA 2X220 KV PAN DE AZÚCAR – LA CEBADA

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional "Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada" tiene como objetivos ampliar la capacidad de transmisión del sistema de 220 kV de la Región de Coquimbo, al permitir un uso más eficiente de los circuitos dispuestos entre las subestaciones Pan de Azúcar, Nueva Pan de Azúcar y Punta Sierra, con la finalidad de permitir el desarrollo y evacuación del potencial de generación de la zona y reducir el riesgo de vertimiento de las centrales ubicadas en las comunas de Coquimbo, La Serena, Andacollo y Ovalle.

Esta obra se complementa con la obra "Aumento de capacidad línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra" descrita en el numeral anterior.

El proyecto consiste en el seccionamiento de la nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra de 580 MVA por circuito, en la S/E Don Goyo, y además considera la ejecución de un *bypass* en la línea de transmisión 2x220 kV Pan de azúcar - Don Goyo – La Cebada, de 224 MVA de capacidad por circuito.

Lo anterior con la finalidad de que la línea existente ya no se interconecte con la S/E Don Goyo, quedando únicamente conectada a la línea actualmente en construcción, la que posee mayor capacidad, permitiendo así una mejor distribución de los flujos de potencia a través del sistema, y con ello uso más eficiente del mismo.

7.1.6.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El proyecto "Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada", en conjunto con el proyecto "Aumento de capacidad línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra", fueron evaluados económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios en términos de reducción de costos operacionales y falla, que otorgan las obras durante el horizonte de análisis.

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

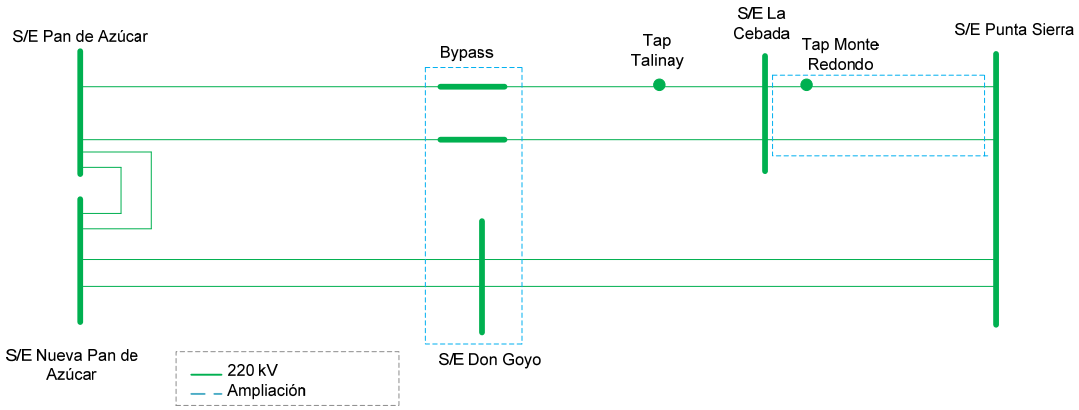
Tabla 39: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	15.430	18.096	22.145	17.932	17.013
Costo Operacional Con Proyecto	15.331	17.841	21.824	17.796	16.749
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.347	17.857	21.840	17.812	16.765
Beneficios (Base – Proyecto)	-83	-239	-305	-121	-249

En los resultados anteriores se observa que los proyectos otorgan beneficios en los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de las obras "Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada" y "Aumento de capacidad línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra" en el presente proceso de expansión, las cuales permitirán un mayor desarrollo del potencial de generación y una disminución de los riesgos de vertimiento de centrales de la zona.

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

Figura 7.3: Diagrama referencial de la obra Seccionamiento en S/E Don Goyo y cambio de conductor.



7.1.7 TENDIDO DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS Y SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional "Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y seccionamiento en S/E Hualqui" tiene como objetivos dar solución a los problemas de suficiencia y mejorar la seguridad del sistema de transmisión, principalmente para las comunas de Concepción, Talcahuano, Hualpén, Chiguayante, Hualqui, San Pedro de la Paz y Coronel.

Para el cumplimiento de lo descrito en el párrafo anterior, se propone el tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV entre las subestaciones Charrúa – Lagunillas con una capacidad, de al menos, 367 MVA a 25°C. Además, el proyecto considera que dicho circuito sea seccionado en la S/E Hualqui, con la finalidad de contar con una línea de transmisión 2x220 kV Charrúa – Hualqui – Lagunillas, aumentando la eficiencia en el uso del sistema de transmisión.

La obra permitirá un mayor desarrollo del potencial de generación de la provincia de Concepción al incrementar la capacidad de evacuación del sistema de transmisión de la zona, además de robustecer los vínculos de abastecimiento de las comunas antes señaladas, las que verán disminuida su capacidad de generación interna por efecto del retiro programado de las unidades en base a carbón presentes en la bahía de Coronel.

7.1.7.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios por concepto de reducción de costos operacionales y falla, que otorga la obra durante el horizonte de análisis.

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

Tabla 40: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	15.430	18.096	22.145	17.932	17.013
Costo Operacional Con Proyecto	15.288	17.514	21.875	17.873	16.347
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.307	17.532	21.893	17.892	16.365
Beneficios (Base – Proyecto)	-123	-564	-251	-41	-648

En 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 "Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y seccionamiento en S/E Hualqui" en el presente proceso de expansión.

7.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E MULCHÉN Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA – TEMUCO Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA – TEMUCO

Las obras del Sistema de Transmisión Nacional "Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco" y "Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco" tienen por objetivo permitir el desarrollo y evacuación del potencial de generación hidráulico y eólico de la zona sur de la Región del Biobío, ayudando a disminuir el riesgo de vertimiento de las centrales de la zona en el mediano plazo, siendo esta una obra complementaria al desarrollo de la nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y nueva línea 2x500 kV Ciruelos –Pichirropulli, incorporadas en el Plan de Expansión del año 2017.

Para el cumplimiento de lo descrito en el párrafo anterior, se propone el seccionamiento de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco en la subestación Mulchén. Adicionalmente, se propone el cambio de conductor de la línea seccionada, en el tramo comprendido entre las subestaciones Mulchén y Charrúa, utilizando un conductor que permita alcanzar una capacidad de transmisión de, al menos, 530 MVA a 35°C.

7.1.8.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios por concepto de reducción de costos operacionales y falla, que otorga la obra durante el horizonte de análisis.

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

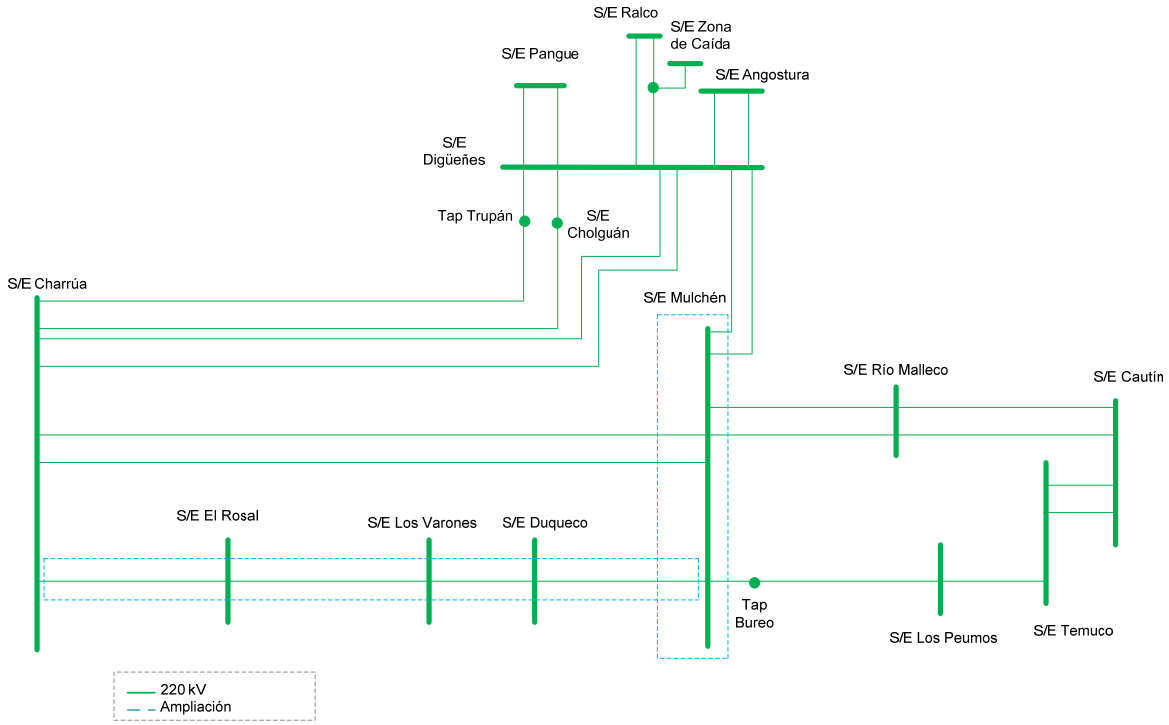
Tabla 41: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	14.971	16.781	21.559	17.539	15.616
Costo Operacional Con Proyecto	14.925	16.702	21.411	17.516	15.468
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	14.949	16.725	21.435	17.540	15.492
Beneficios (Base – Proyecto)	-22	-56	-124	1	-125

En los resultados anteriores se observa que el proyecto otorga beneficios en cuatro de los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de las obras "Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco" y "Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco" en el presente proceso de expansión.

A continuación se muestra el diagrama referencial de los proyectos antes descritos.

Figura 7.4: Diagrama referencial proyecto seccionamiento en S/E Mulchén y cambio de conductor.



7.1.9 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA

La obra nueva del Sistema de Transmisión Nacional "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" tiene como objetivos entregar suficiencia y seguridad al abastecimiento de la demanda de las comunas de Malleco, Negrete, Renaico, Angol, Los Sauces y Collipulli. Adicionalmente, permite el desarrollo y la evacuación del potencial eólico de la zona hacia el Sistema de Transmisión Nacional.

Para el cumplimiento de lo descrito en el párrafo anterior, se propone seccionar la actual línea Duqueco – Los Peumos en las cercanías del antiguo tap off La Esperanza, de propiedad de Transelec. Se debe indicar que, para efectos de lograr todos los objetivos indicados en el párrafo anterior, la Nueva S/E Seccionadora La Invernada requiere de la ejecución de una obra complementaria, denominada Nueva S/E seccionadora Epuleufu.

7.1.9.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios en términos reducción de costos operacionales y de falla, que otorga la obra durante el horizonte de análisis.

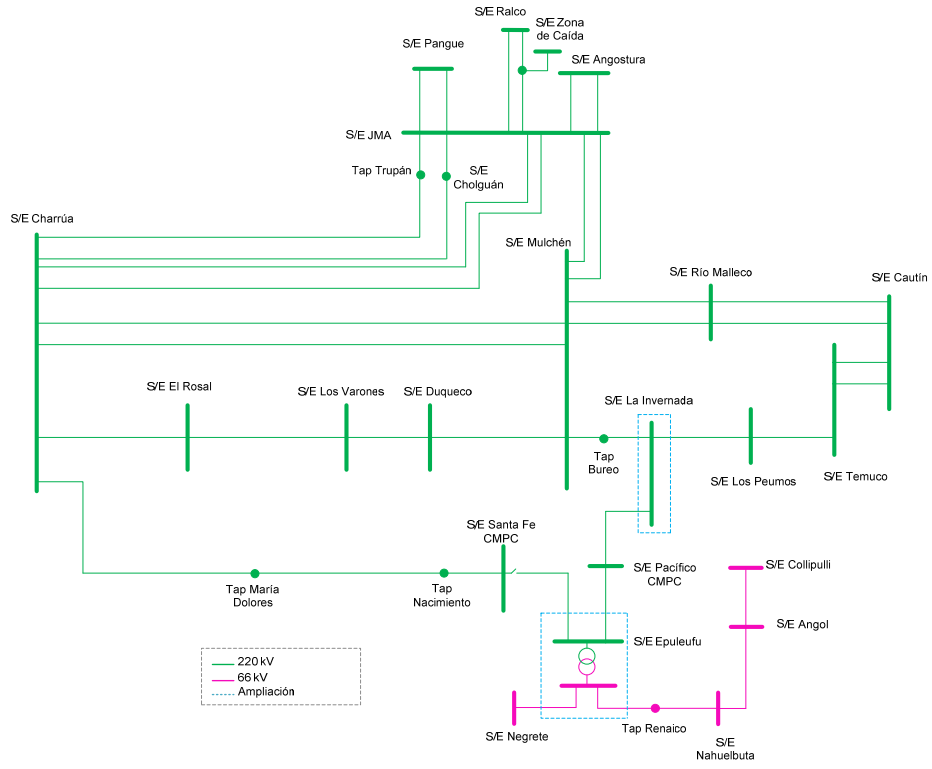
La siguiente tabla muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. La obra "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" se evalúa en forma conjunta con la "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu", porque ambas otorgan solución a los problemas de suficiencia de la provincia del Biobío y Malleco.

Tabla 42: 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	20.036	29.603	28.439	22.688	28.062
Costo Operacional Con Proyecto	20.023	29.528	28.389	22.671	27.990
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.042	29.547	28.409	22.690	28.010
Beneficios (Base – Proyecto)	7	-56	-31	3	-52

Se observa que el proyecto conjunto "Nueva S/E La Invernada" y "Nueva S/E seccionadora Epuleufu" otorga beneficios en tres de los cinco EGPT. Dado lo anterior, se propone la obra "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" en el presente plan, que junto a la "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu" permiten solucionar los problemas de suficiencia, incrementar la seguridad y permitir el desarrollo y evacuación del potencial de generación de las provincias del Biobío y Malleco. A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto:

Figura 7.5: Diagrama referencial de los proyectos Nueva S/E La Invernada y Nueva S/E Epuleufu.



7.1.10 NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN ESTÁTICO DE REACTIVOS S/E MAIPO

La obra nueva del Sistema de Transmisión Nacional "Nuevo equipo de compensación estático de reactivos S/E Maipo", tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial energético de la zona sur del país, al incrementar la capacidad de transferencia en alrededor de 400 MVA los circuitos de 500 kV entre las subestaciones Ancoa y Alto Jahuel, la que constituye la principal interconexión eléctrica entre la región del Maule y la zona centro del país.

Para el cumplimiento de lo descrito en el párrafo anterior, se propone instalar un nuevo equipo de compensación reactiva de 400 MVAr en la subestación Maipo, que permita suministrar potencia reactiva necesaria para el transporte de potencia desde la zona sur hacia el centro.

7.1.10.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios de costos operacionales y falla que otorga la obra durante el horizonte de análisis.

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

Tabla 43: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	15.288	17.514	21.875	17.873	16.347
Costo Operacional Con Proyecto	14.971	16.781	21.559	17.539	15.616
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.021	16.832	21.610	17.589	15.667
Beneficios (Base – Proyecto)	-267	-682	-265	-284	-680

En 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 "Nuevo equipo de compensación estático de reactivos S/E Maipo" en el presente proceso de expansión.

7.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL, SISTEMA B

7.2.1 NUEVA S/E LA LIGUA

El proyecto de expansión del sistema de transmisión zonal "Nueva S/E La Ligua" tiene como objetivos entregar suficiencia y seguridad al abastecimiento de la demanda de las comunas de Cabildo, Papudo, La Ligua, Zapallar y Puchuncaví. Adicionalmente, la obra permite el desarrollo y la evacuación del potencial de generación de la zona al Sistema de Transmisión Nacional.

Para el cumplimiento de lo descrito en el párrafo anterior, se debe construir una nueva subestación que seccione ambos circuitos de la línea 2x220 kV Nogales – Los Vilos y la línea 1x110 kV Quínquimo – Cabildo en las cercanías del punto de intersección de ambas líneas. La subestación además contará con un nuevo equipo de transformación 220/110 kV de, al menos, 90 MVA.

7.2.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios en términos de reducción de costos operacionales y de falla, que otorga la obra durante el horizonte de análisis.

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

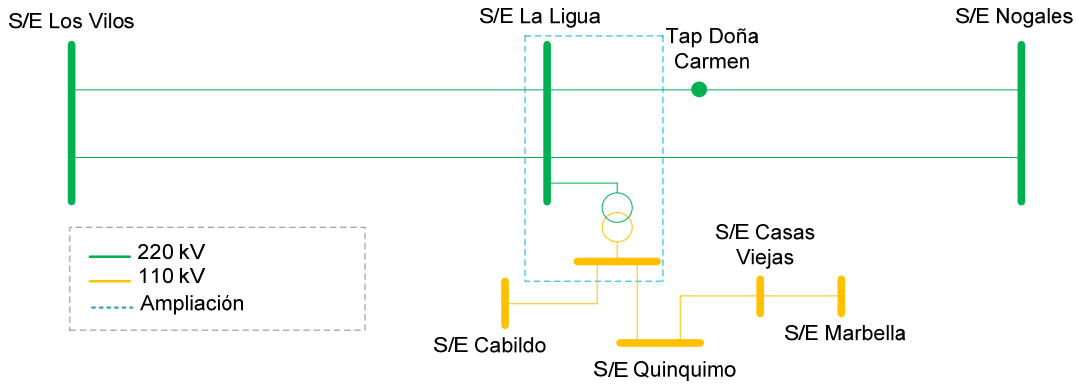
Tabla 44: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.550	39.056	32.991	24.220	39.064
Costo Operacional Con Proyecto	21.553	38.973	32.957	24.220	38.930
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21.572	38.992	32.975	24.239	38.949
Beneficios (Base – Proyecto)	21	-64	-16	19	-115

En los resultados anteriores se observa que el proyecto otorga beneficios en tres de los cinco escenarios de generación para la planificación de la transmisión. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra "Nueva S/E La Ligua" en el presente proceso de expansión.

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

Figura 7.6: Diagrama referencial proyecto Nueva S/E La Ligua.



Respecto de la futura calificación de los tramos incorporados por el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Ligua”, es necesario señalar, a modo de referencia, que el tramo de subestación “La Ligua” correspondería que sea incorporado como perteneciente al segmento de transmisión nacional, debido a que secciona una línea de dicho segmento. En tanto, los tramos de transporte “La Ligua 220->La Ligua 110” y “La Ligua 110->La Ligua 23” correspondería que sean adscritos al sistema de transmisión zonal, área B, en razón de su función en el sistema.

7.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL, SISTEMA D

7.3.1 NUEVA S/E SECCIONADORA BAJA CORDILLERA

El proyecto de expansión "Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera" tiene como objetivo aportar a la suficiencia y seguridad del Sistema Zonal D. Consiste en el seccionamiento de las líneas 2x110 kV Tap Vizcacha –Florida, 2x110 kV Florida–Tap La Reina y 2x 220 kV Alto Jahuel–Los Almendros, además de la instalación de un transformador 220/110 kV con capacidad de 400 MVA, generando así un nuevo punto de abastecimiento para el Sistema Zonal D.

Esta nueva subestación permitirá desfasar eventuales expansiones en otras subestaciones de enlace del Sistema Zonal D, debido a requerimientos por motivos suficiencia o seguridad.

7.3.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

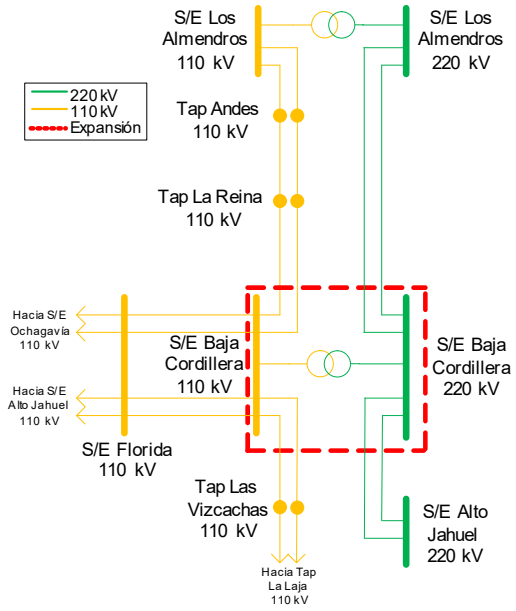
La siguiente tabla muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación.

Tabla 45: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	15.052	20.392	22.419	17.795	19.702
Costo Operacional Con Proyecto	14.752	17.476	21.615	17.525	16.753
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	14.776	17.499	21.639	17.549	16.777
Beneficios (Base – Proyecto)	-276	-2.893	-780	-246	-2.926

En los resultados anteriores se observa que el proyecto otorga beneficios en cinco EGPT. Dado lo anterior, se propone la incorporación de la obra "Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera" en el presente plan. A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto.

Figura 7.7: Diagrama referencial proyecto S/E Baja Cordillera.



Respecto de la futura calificación de los tramos incorporados por el proyecto “Nueva S/E Baja Cordillera”, es necesario señalar, a modo de referencia, que el tramo de subestación “Baja Cordillera” correspondería que sea incorporado como perteneciente al segmento de transmisión nacional, debido a que secciona una línea de dicho segmento. En tanto, el tramo de transporte “Baja Cordillera 220->Baja Cordillera 110” correspondería que sea adscrito al sistema de transmisión zonal, área D, en razón de su función en el sistema.

7.4 PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL, SISTEMA E

7.4.1 NUEVA S/E SECCIONADORA EPULEUFU

La obra de expansión del Sistema de Transmisión Zonal E "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu" tiene como objetivos entregar suficiencia y seguridad al abastecimiento de la demanda de las comunas de Malleco, Negrete, Renaico, Angol, Los Sauces y Collipulli. Además, permite el desarrollo y la evacuación del potencial eólico de la zona hacia el Sistema de Transmisión Nacional, ya que se complementa con el proyecto del Sistema de Transmisión Nacional denominado "Nueva S/E Seccionadora La Invernada".

Para el cumplimiento de lo descrito en el párrafo anterior, se propone seccionar la actual línea 1x220 kV Pacífico CMPC – Santa Fe CMPC y la línea 1x66 kV Angol – Los Ángeles, en las cercanías del punto de intersección de ambas líneas. La subestación además deberá contar con un equipo de transformación 220/66 kV de, al menos, 90 MVA de capacidad.

7.4.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios en términos de reducción de costos operacionales y falla que otorga la obra durante el horizonte de análisis.

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

Es preciso indicar que la obra "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu" se evaluó en forma conjunta con la obra del Sistema de Transmisión Nacional "Nueva S/E Seccionadora La Invernada", debido a que ambas se complementan para dar solución a los problemas de suficiencia de la provincia del Biobío y Malleco, así como para permitir la evacuación de la generación local hacia el Sistema de Transmisión Nacional, toda vez que liberan capacidad de transmisión desde la S/E Los Ángeles hacia la S/E Charrúa en 154 kV.

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

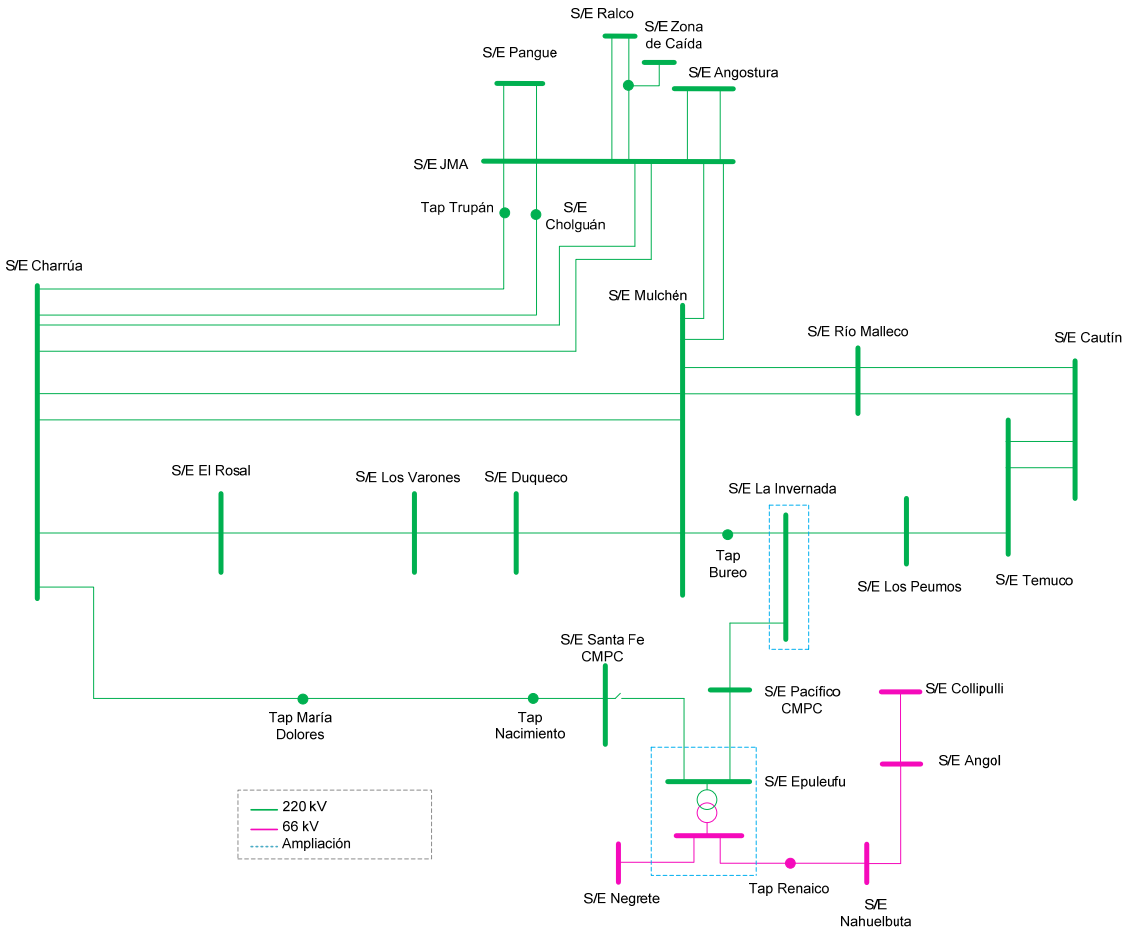
Valor Presente en millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.036	29.603	28.439	22.688	28.062
Costo Operacional Con Proyecto	20.023	29.528	28.389	22.671	27.990
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.042	29.547	28.409	22.690	28.010
Beneficios (Base – Proyecto)	7	-56	-31	3	-52

En los resultados anteriores se observa que los proyectos "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" y "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu" otorgan beneficios en tres de los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu" en el presente proceso de expansión, la que, junto a la "Nueva S/E Seccionadora La Invernada", permitirán solucionar los problemas de suficiencia, incrementar la seguridad y

permitir el desarrollo y evacuación del potencial de generación de las provincias del Biobío y Malleco.

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

Figura 7.8: Diagrama referencial proyecto Nueva S/E Epuleufu y Nueva S/E La Invernada.



7.5 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD

La seguridad de un sistema interconectado se define como la capacidad que posee el sistema de transmisión de resistir la ausencia de una de sus instalaciones, ya sea por la salida intempestiva o una contingencia. En esta sección se listan las obras de expansión que necesita el sistema para evitar perder el nivel de seguridad de sus instalaciones, a lo menos, hasta el año 2025.

7.5.1 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV NUEVA ANCUD - CHILOÉ

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional "Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé" tiene como objetivo incrementar el nivel de seguridad y confiabilidad del tramo de transmisión comprendido entre las subestaciones Nueva Ancud y Chiloé en 220 kV, otorgándole una condición de seguridad acorde con el criterio N-1, requerido para las instalaciones de transmisión nacional, de acuerdo a la normativa técnica vigente.

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea existente 2x220 kV, comprendida entre la futura subestación Nueva Ancud y la actual subestación Chiloé. Para esto se considera la instalación de un conductor de mayor capacidad que el circuito existente, de modo tal que permita alcanzar una capacidad de, al menos, 500 MVA a 35ºC con sol, además de la construcción de los respectivos paños de conexión en las subestaciones Nueva Ancud y Chiloé.

7.5.2 HABILITACIÓN SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X110 KV SAN PEDRO -QUILLOTA

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal C "Habilitación Segundo Circuito Línea de Transmisión 2x110 kV San Pedro - Quillota" tiene como objetivo asegurar la mantención del nivel de seguridad que actualmente tiene el Sistema Zonal C.

Lo anterior se fundamenta en que el Plan de Descarbonización, descrito en la sección 6.3.4, contempla el retiro de las unidades 1 y 2 de la Central Ventanas, las cuales inyectan su generación directamente al sistema de 110 kV de la zona, por lo que el proyecto otorgará así un nivel de seguridad tal que, ante la salida del tramo de transporte "Nueva Ventanas 220->Ventanas 110", no exista pérdida de suministro en la zona, condición que no es posible mantener bajo este nuevo escenario de retiro de las unidades señaladas.

Debido a lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra "Habilitación Segundo Circuito Línea de Transmisión 2x110 kV San Pedro -Quillota" en el presente proceso de expansión, la que permitirá mantener el nivel de seguridad que actualmente presenta el Sistema Zonal C.

7.6 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD ANALIZADOS POR COSTO DE FALLA DE CORTA DURACIÓN

Las siguientes obras propuestas se justifican mediante en base a los resultados de los análisis de seguridad por Costo de Falla de Corta Duración (CFCD), para lo cual se determinaron los beneficios que entrega cada obra mediante el ahorro de Energía No Suministrada esperada, de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1.

En las evaluaciones, la tasa de descuento cambia dependiendo de si la obra evaluada se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas, las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

7.6.1 NUEVA LÍNEA 1X110 KV MAITENCILLO - VALLENAR

La obra nueva del Sistema de Transmisión Zonal B "Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar" tiene como objetivo incrementar el nivel de seguridad y confiabilidad del tramo de transmisión comprendido entre las subestaciones Maitencillo y Vallenar en 110 kV.

La obra permitirá otorgar una condición de seguridad acorde con el criterio N-1, y entregar seguridad en el abastecimiento de la demanda de las comunas de Vallenar y Alto del Carmen, frente a la pérdida de la línea de simple circuito existente.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 1x110 kV Maitencillo – Vallenar, con una capacidad de transporte de, al menos, 32,5 MVA a 35°C con sol, junto con su respectivo paño de conexión en la subestación Vallenar.

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

Tabla 47: Evaluación económica del proyecto.

S/E Centro	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US$]	VATT Millones [US$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US$]	Beneficio Millones [US$]
Beneficios tasa descuento baja	5,65	3,35	0,041	2,25
Beneficios tasa descuento media	5,65	3,76	0,041	1,84
Beneficios tasa descuento alta	5,65	4,19	0,041	1,41

A partir de los resultados presentados en la tabla anterior, se concluye que el proyecto "Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar" entrega un beneficio promedio de 1,8 millones de dólares en valor presente. Por lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra indicada en el presente proceso de expansión.

7.7 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. En esta sección se listan las expansiones de líneas y equipos de transformación que necesita el sistema para ser capaz de abastecer los crecimientos de demanda en el período de análisis.

Tabla 48: Proyectos de expansión de transmisión zonal por suficiencia

N°	Proyecto	Sistema
1	Ampliación en S/E Palafitos	Zonal A
2	Ampliación en S/E Vallenar	Zonal B
3	Ampliación en LT 1x110 kV Quillota - Marbella	Zonal B
4	Nueva S/E Los Poetas y Nueva LT 1x66 kV Algarrobo - Los Poetas	Zonal C
5	Ampliación en S/E Quilpué	Zonal C
6	Ampliación en S/E Nueva San Rafael	Zonal C
7	Ampliación en S/E Balandras	Zonal C
8	Nueva S/E Mapocho y Nueva Línea 2x110 kV Mapocho - Vitacura	Zonal D
9	Ampliación en S/E Nueva Lampa	Zonal D
10	Ampliación en S/E Lo Aguirre	Zonal D
11	Ampliación en S/E La Reina	Zonal D
12	Ampliación en S/E Batuco	Zonal D
13	Ampliación en S/E Apoquindo	Zonal D
14	Ampliación en S/E Curacaví	Zonal D
15	Nueva LT 1x66 kV Portezuelo - Alcones	Zonal E
16	Nueva S/E Seccionadora El Ruil	Zonal E
17	Ampliación en S/E Laja	Zonal E
18	Ampliación en S/E San Miguel	Zonal E
19	Ampliación en S/E Parral	Zonal E
20	Ampliación en S/E Pelequén	Zonal E
21	Ampliación en S/E Santa Elvira	Zonal E
22	Ampliación en S/E Chumaquito	Zonal E
23	Ampliación en S/E Penco	Zonal E
24	Ampliación en S/E Chiguayante	Zonal E
25	Ampliación en S/E Andalién	Zonal E
26	Ampliación en S/E Traiguén	Zonal E
27	Ampliación en S/E Temuco	Zonal E
28	Ampliación en S/E Pucón	Zonal E
29	Ampliación en S/E Castro	Zonal F

N°	Proyecto	Sistema
30	Ampliación en S/E Los Tambores	Zonal F
31	Ampliación en S/E Alto Bonito	Zonal F

SISTEMA ZONAL A

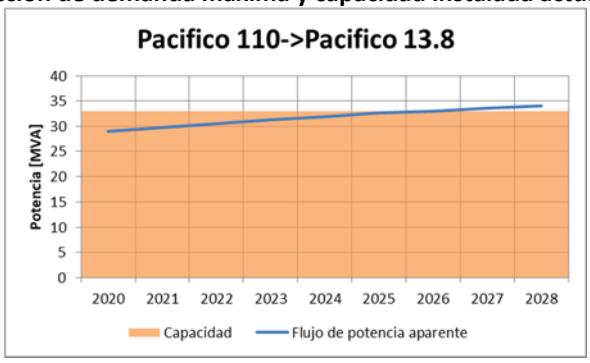
7.7.1 AMPLIACIÓN EN S/E PALAFITOS

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Palafitos", tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar, a través del sistema de distribución, las unidades de transformación de la S/E Pacífico, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Cabe señalar que, de acuerdo a la proyección de demanda en S/E Pacífico, al año 2023, se produciría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere capacidad de transformación adicional que permita reducir ese nivel de cargabilidad.

Para efectos de lo anterior, esta Comisión propone instalar una nueva unidad de transformación de 110/13,8 kV de, a lo menos, 33 MVA de capacidad, en S/E Palafitos, con lo cual se habilita capacidad para abastecer las demandas de la zona.

Figura 7.9: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Pacífico.



SISTEMA ZONAL B

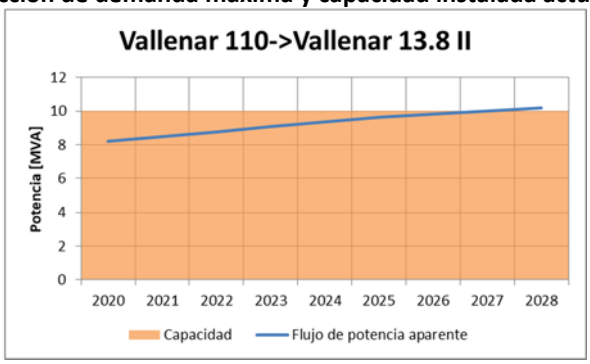
7.7.2 AMPLIACIÓN EN S/E VALLENAR

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Vallenar" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Vallenar durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Vallenar muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/13,8 kV de, a lo menos, 30 MVA de capacidad en la S/E Vallenar.

Figura 7.10: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Vallenar.

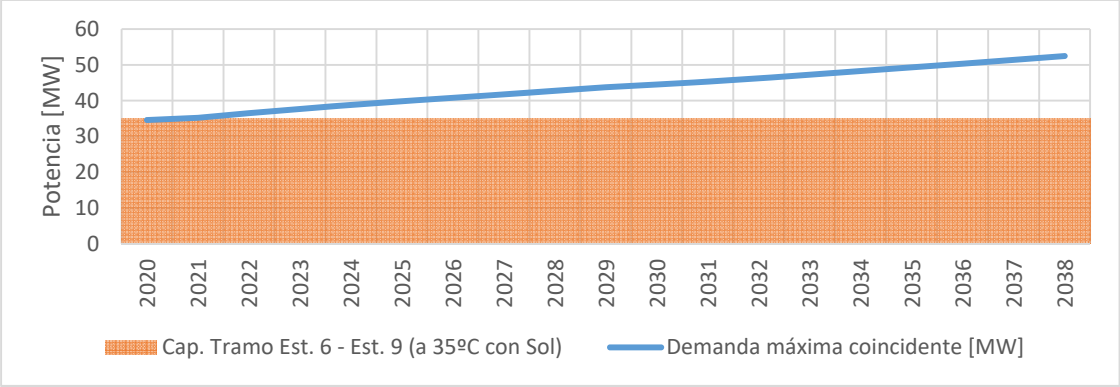


7.7.3 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X110 KV QUILLOTA – MARBELLA

El proyecto de expansión del sistema de transmisión zonal "Aumento de capacidad línea 1x110 kV Quillota – Marbella" tiene como objetivo permitir el suministro de la demanda en las SS/EE Marbella, Casas Viejas y Cabildo, cumpliendo con el criterio de suficiencia durante todo el horizonte de análisis.

La línea de transmisión 1x110 kV Quillota – Marbella posee un conductor de cobre 2/0 AWG, a excepción del tramo comprendido entre las estructuras Nº 6 y Nº 9, en el cual se utiliza un conductor tipo Cooperweld 3/8, que permite alcanzar una capacidad de 35 MVA aproximadamente. De acuerdo a la proyección de demanda realizada por esta Comisión, no sería posible cumplir con el criterio de suficiencia en esta línea a partir del año 2020, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

Figura 7.11: proyección de demanda abastecida por la línea 1x110 kV Quillota – Marbella.



El proyecto considera el reemplazo del conductor Copperweld 3/8 del tramo comprendido entre las estructuras N°6 y N°9 de la línea 1x110 kV Quillota – Marbella, por un conductor que permita alcanzar una capacidad de transmisión de, al menos, 73,54 MVA a 35ºC.

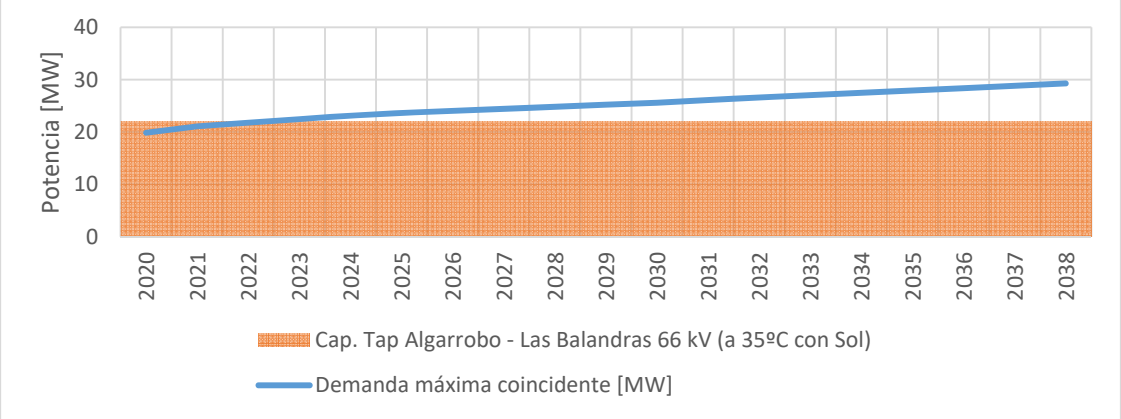
SISTEMA ZONAL C

7.7.4 NUEVA S/E SECCIONADORA LOS POETAS Y NUEVA LÍNEA 1X66 KV ALGARROBO - LOS POETAS

Los proyectos de expansión zonal "Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo – Los Poetas" tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a las SS/EE Las Piñatas, El Totoral y Las Balandras, durante todo el horizonte de análisis.

Actualmente la demanda en las subestaciones mencionadas se encuentra abastecida por la línea 1x66 kV Tap Algarrobo - Las Balandras. De acuerdo a la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2023 se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en esta instalación, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

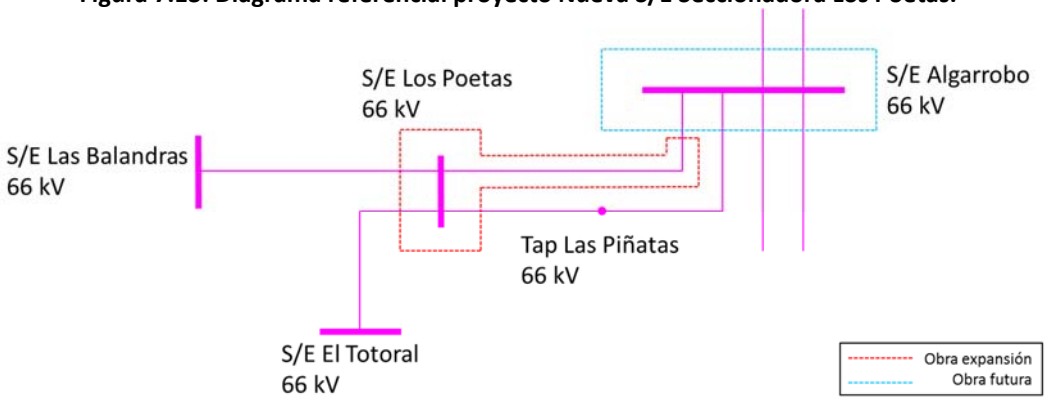
Figura 7.12: demanda proyectada abastecida por la línea Tap Algarrobo - Las Balandras 66 kV.



De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone ejecutar el seccionamiento de la línea 1x66 kV Tap Algarrobo - Las Balandras en las cercanías del actual *tap off* El Manzano, lo que se llevaría a cabo mediante la construcción de la Nueva S/E Seccionadora Los Poetas, además de la construcción de una nueva línea de simple circuito entre la futura S/E Algarrobo y la S/E Los Poetas, con una capacidad de transmisión mínima de 40 MVA a 35ºC.

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

Figura 7.13: Diagrama referencial proyecto Nueva S/E Seccionadora Los Poetas.



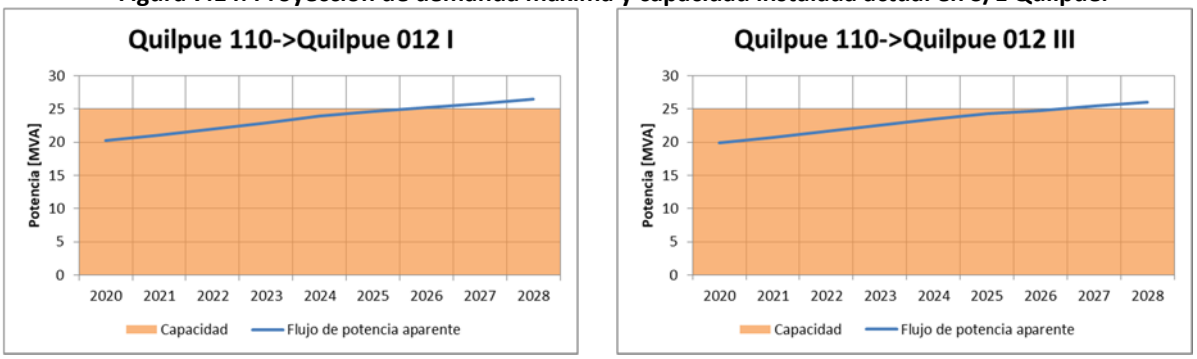
7.7.5 AMPLIACIÓN EN S/E QUILPUÉ

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Quilpué" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Quilpué durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Quilpué muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone reemplazar la unidad de transformación actual 110/12 kV de 25 MVA por una unidad de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Quilpué.

Figura 7.14: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Quilpué.



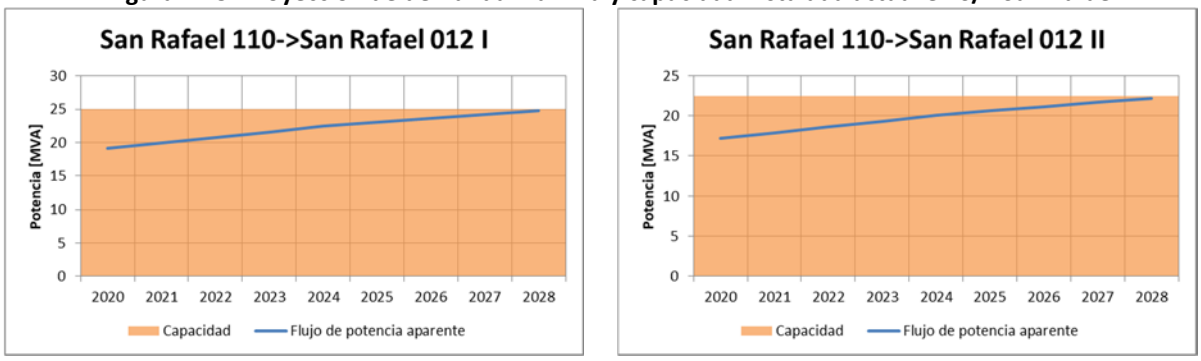
7.7.6 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA SAN RAFAEL

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Nueva San Rafael", tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar, a través del sistema de distribución, las unidades de transformación de la S/E San Rafael, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Cabe señalar que la proyección de demanda en S/E San Rafael muestra que, al año 2023, se produciría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere habilitar nueva capacidad de transformación que permita reducir dichos niveles de cargabilidad en la S/E San Rafael.

Para efectos de lo anterior, esta Comisión propone instalar una nueva unidad de transformación de 110/12 kV de, a lo menos 50 MVA de capacidad, en la S/E Nueva San Rafael, con lo cual se habilita capacidad para abastecer las demandas de la zona.

Figura 7.15: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E San Rafael.



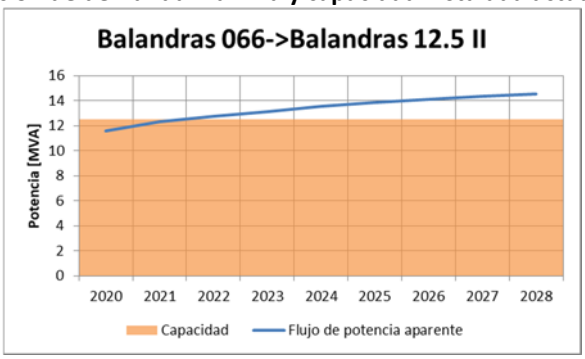
7.7.7 AMPLIACIÓN EN S/E BALANDRAS

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Balandras" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Balandras durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Balandras muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la habilitación de la actual unidad de transformación de reserva en frío 66/12,5 kV de 11,2 MVA de capacidad, en la S/E Balandras.

Figura 7.16: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Balandras.



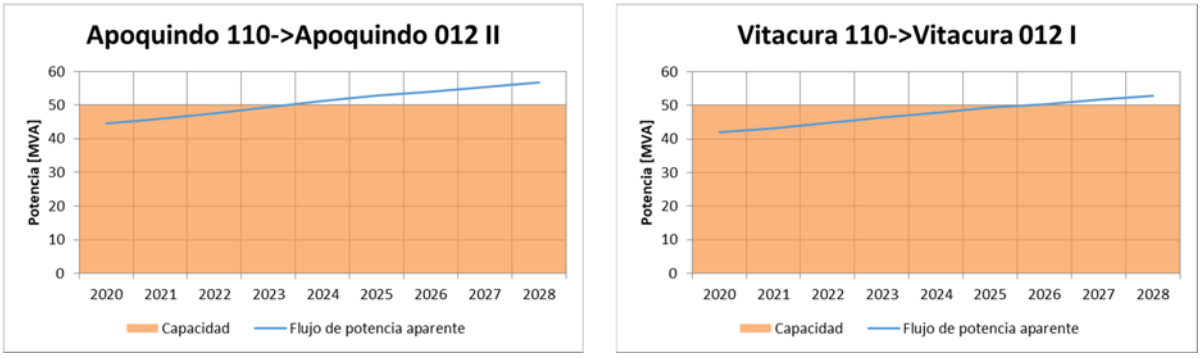
SISTEMA ZONAL D

7.7.8 NUEVA S/E MAPOCHO Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV MAPOCHO - VITACURA

El proyecto de expansión del sistema de transmisión zonal "Nueva S/E Mapocho y Nueva Línea 2x110 KV Mapocho - Vitacura" tiene como objetivo permitir el suministro de la demanda futura del sector nororiente de la Región Metropolitana.

Actualmente la demanda del sector es abastecida principalmente por las subestaciones Vitacura, Alonso de Córdova y Apoquindo. De acuerdo a la proyección de demanda realizada por esta Comisión, no sería posible asegurar el criterio de suficiencia en SS/EE Apoquindo y Vitacura a partir del año 2023, tal como se presenta en los siguientes gráficos:

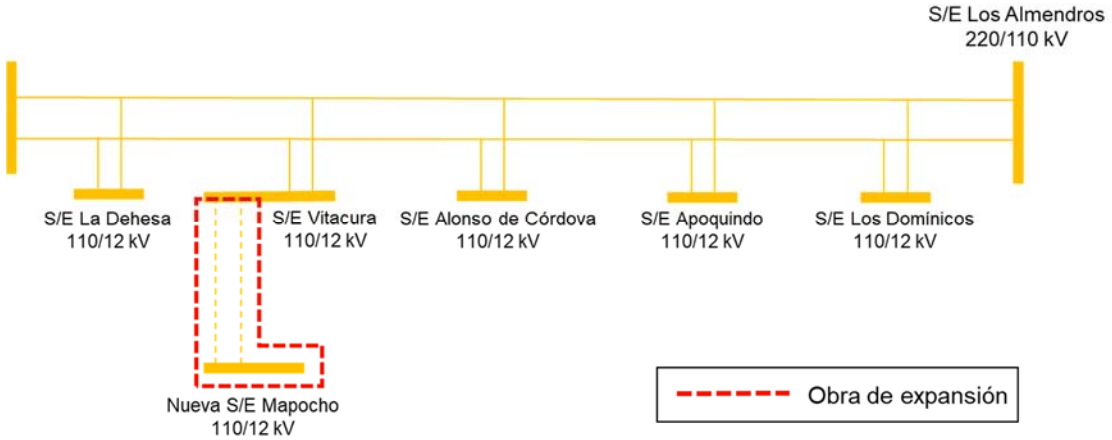
Figura 7.17: Proyección de demanda máxima en transformadores zona nororiente RM.



El proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión subterránea con doble circuito entre la barra 110 kV de SE Vitacura y la Nueva S/E Mapocho con una capacidad de transmisión mínima de 150 MVA a 35ºC por circuito. Por otro lado, la Nueva S/E Mapocho considera la instalación de 2 unidades de transformación 110/12 kV de a lo menos 50 MVA y una unidad de transformación de respaldo 110/12 kV de 50 MVA.

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

Figura 7.18: Diagrama referencial del proyecto Nueva S/E Mapocho.



7.7.9 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA LAMPA

El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E Nueva Lampa” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada al sector norponiente de la Región Metropolitana durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la tasa de crecimiento de la demanda en el sector norponiente de la Región Metropolitana presentaría aumentos relevantes debido a las nuevas definiciones respecto del uso del suelo establecido en el Plan Regulador Metropolitano de Santiago (PRMS).

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

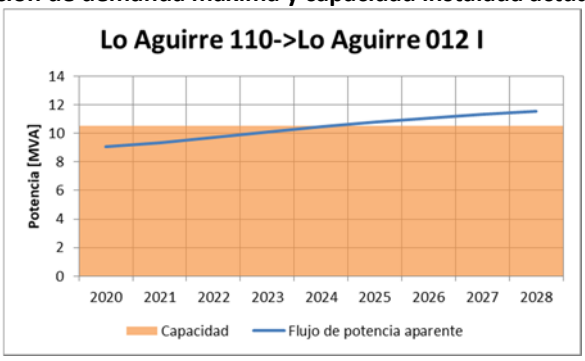
7.7.10 AMPLIACIÓN EN S/E LO AGUIRRE

El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E Lo Aguirre” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Lo Aguirre durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Lo Aguirre muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/23 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Lo Aguirre.

Figura 7.19: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Lo Aguirre.



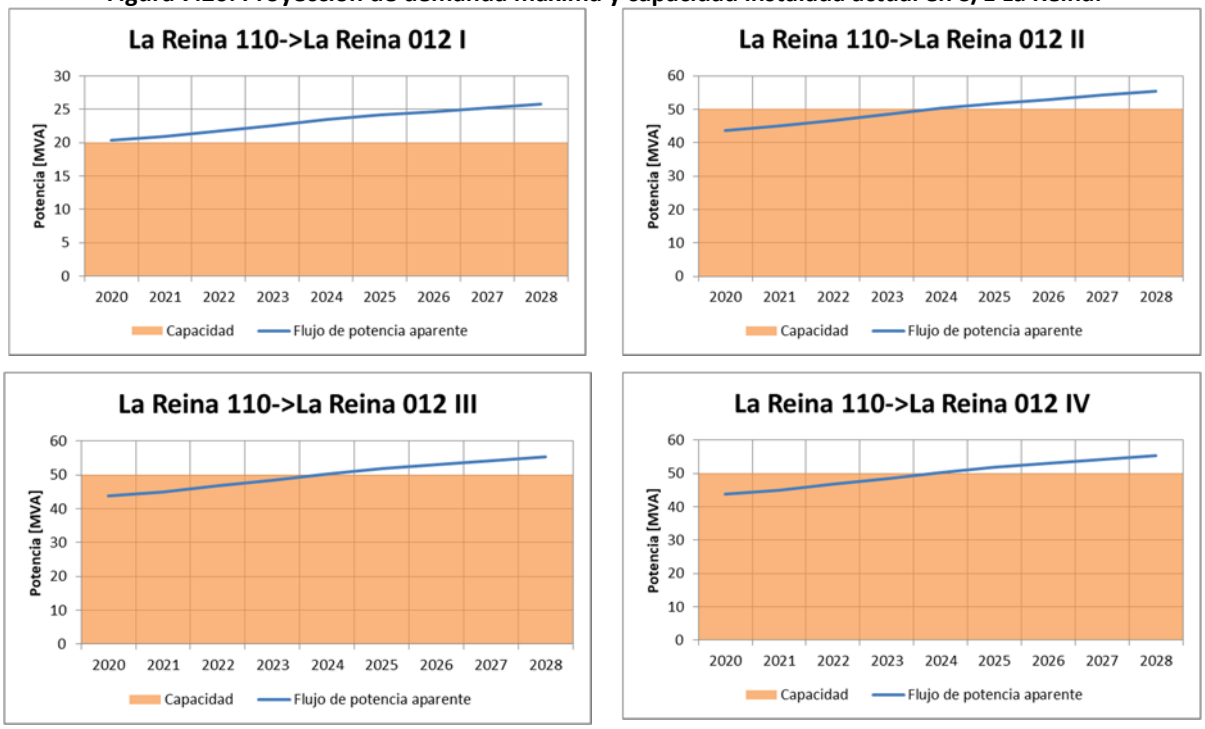
7.7.11 AMPLIACIÓN EN S/E LA REINA

El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E La Reina” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E La Reina durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E La Reina muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone el reemplazo de la unidad de transformación actual 110/12 kV de 20 MVA por una nueva unidad de capacidad de, a lo menos, 50 MVA en la S/E La Reina.

Figura 7.20: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E La Reina.



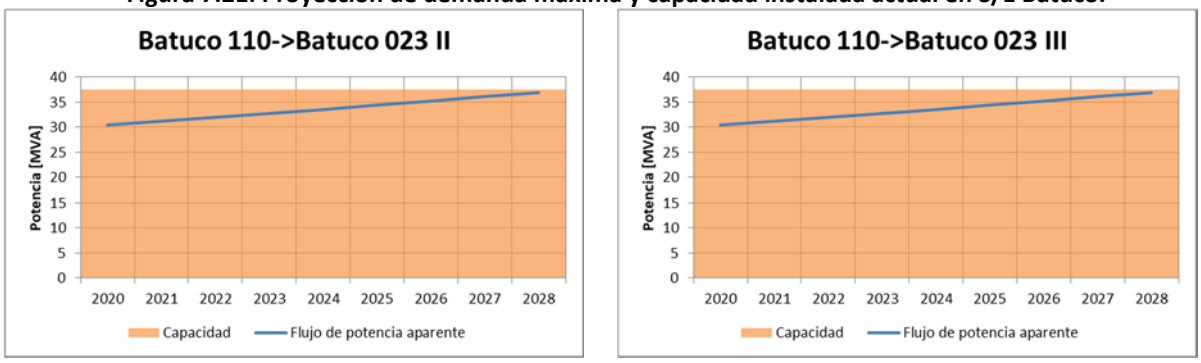
7.7.12 AMPLIACIÓN EN S/E BATUCO

El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E Batuco” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Batuco durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Batuco muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/23 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Batuco.

Figura 7.21: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Batuco.



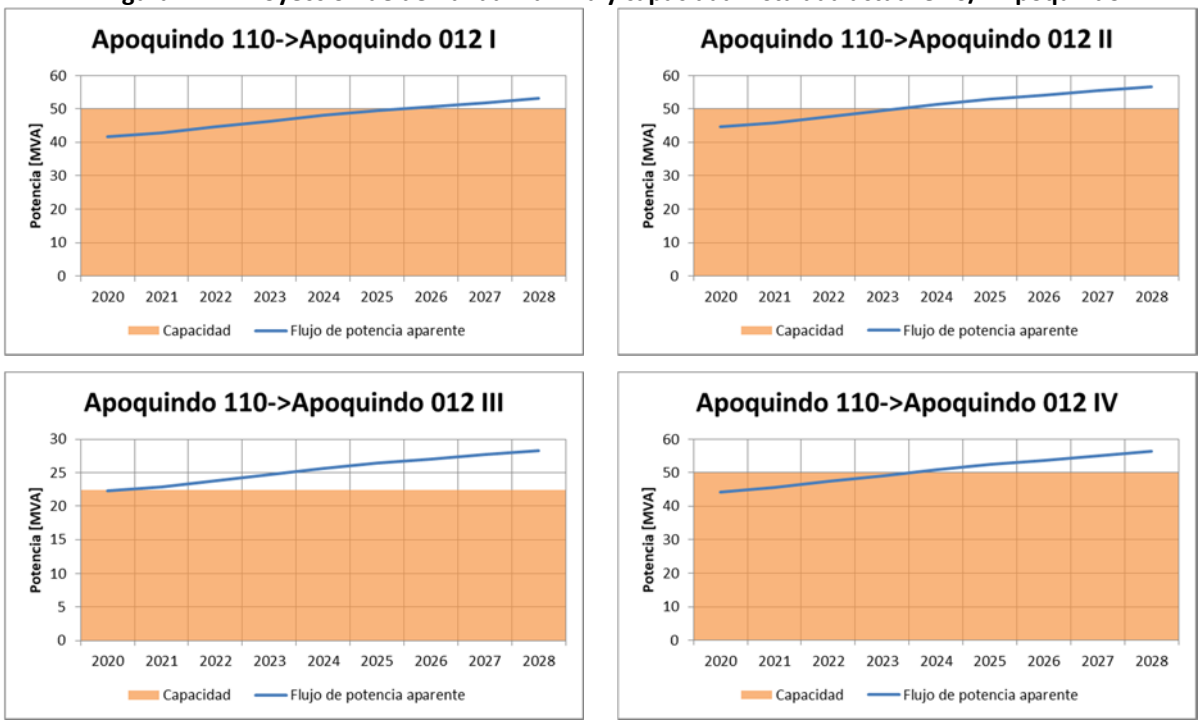
7.7.13 AMPLIACIÓN EN S/E APOQUINDO

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Apoquindo" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Apoquindo durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Apoquindo muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/12 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Apoquindo.

Figura 7.22: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Apoquindo.



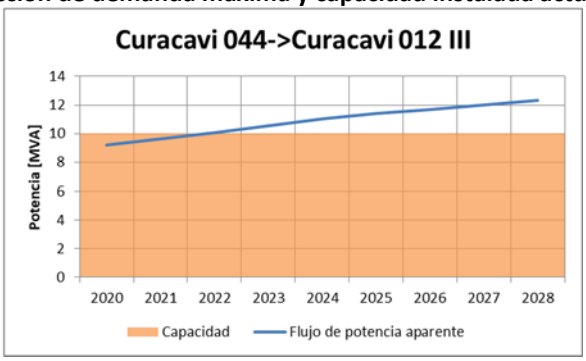
7.7.14 AMPLIACIÓN EN S/E CURACAVÍ

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Curacaví" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Curacaví durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Curacaví muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 44/12 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Curacaví.

Figura 7.23: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Curacaví.



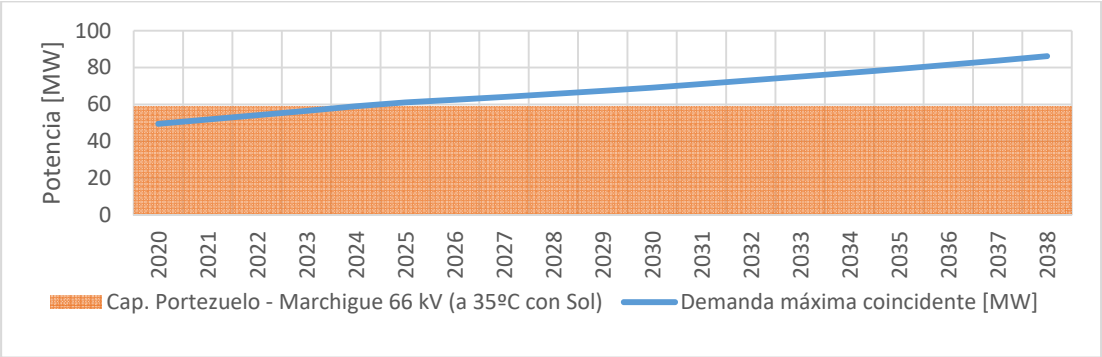
SISTEMA ZONAL E

7.7.15 NUEVA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 1X66 KV PORTEZUELO – ALCONES

El proyecto de expansión zonal "Nueva Línea de Transmisión 1x66 kV Portezuelo – Alcones" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a las SS/EE Alcones, Marchigüe, Lihueimo y Paniahue, durante todo el horizonte de análisis.

Actualmente, la demanda en las mencionadas subestaciones se encuentra abastecida por la línea 1x66 kV Portezuelo - Marchigüe. Sin embargo, y de acuerdo a la proyección de demanda realizada por esta Comisión, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en esta línea a partir del año 2023, tal como se presenta en el siguiente gráfico:

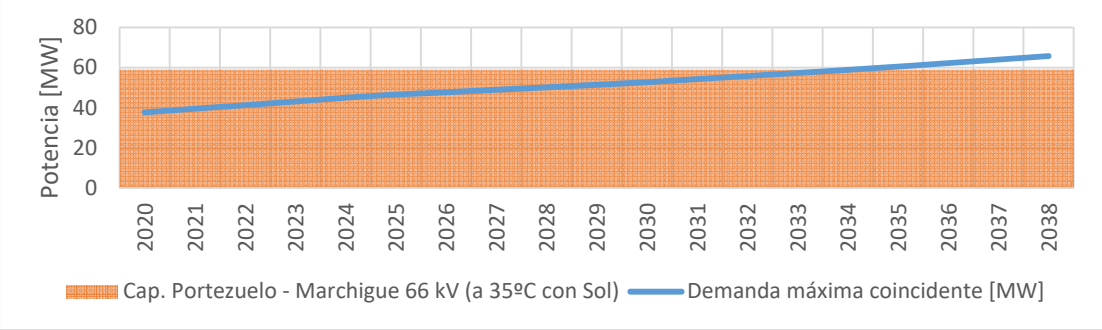
Figura 7.24: proyección de la demanda abastecida por la línea 1x66 kV Portezuelo - Marchigüe.



De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la construcción de una nueva línea de simple circuito entre la subestación Portezuelo y la subestación Alcones, con una capacidad de transmisión mínima de 40 MVA a 35ºC. La construcción de esta línea permitirá abastecer radialmente la demanda de la S/E Alcones desde la S/E Portezuelo, además de la demanda asociada al transformador 66/23 kV en la S/E Marchigüe, para lo cual se considera la apertura del seccionador 89BS en dicha subestación.

En estas condiciones, sería posible asegurar el suministro de la demanda en las SS/EE Marchigüe, Lihueimo y Paniahue, cumpliendo el criterio de suficiencia hasta, al menos, el año 2034, tal como se aprecia en el siguiente gráfico. A partir de ese año la línea deberá ser complementada con otras obras de expansión, sin perjuicio de su aporte a la seguridad del suministro de demanda de las SS/EE Alcones, Marchigüe, Lihueimo y Paniahue.

Figura 7.25: Proyección de demanda abastecida por la línea 1x66 kV Portezuelo - Marchigüe, posterior a la expansión propuesta.



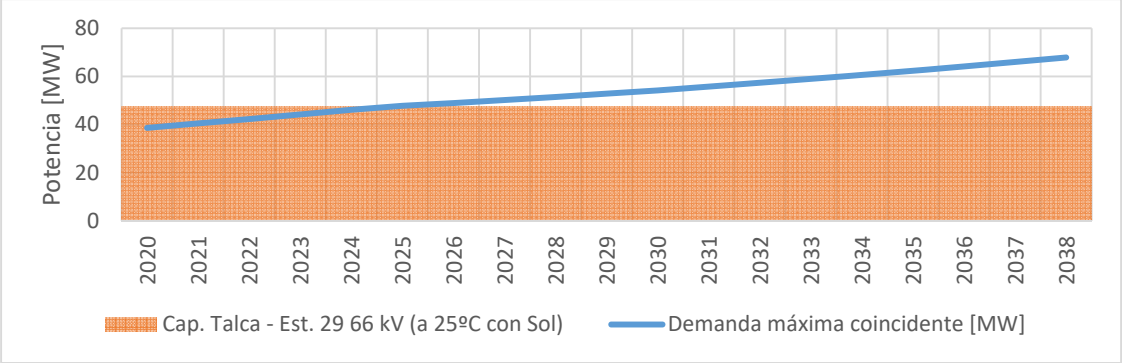
7.7.16 NUEVA S/E SECCIONADORA EL RUIL

El proyecto de expansión del sistema de transmisión zonal “Nueva S/E Seccionadora El Ruil” tiene como objetivo permitir el suministro de parte de la demanda actualmente asociada a la S/E Piduco, de modo de cumplir con el criterio de suficiencia.

Actualmente, la línea de transmisión 1x66 kV Talca – Piduco está compuesta por dos tramos de línea. En particular, el tramo que se desarrolla entre la S/E Talca y la Estructura Nº 29 utiliza un conductor de tipo cobre 3/0 AWG, con una capacidad informada de 47,4 MVA a 25ºC con Sol. De acuerdo a la proyección de demanda realizada por esta Comisión, la demanda máxima en la S/E Piduco se espera en el mes de junio de cada año, alcanzándose

una cargabilidad superior al 90% en la mencionada línea a partir del año 2023, tal como se presenta en el siguiente gráfico:

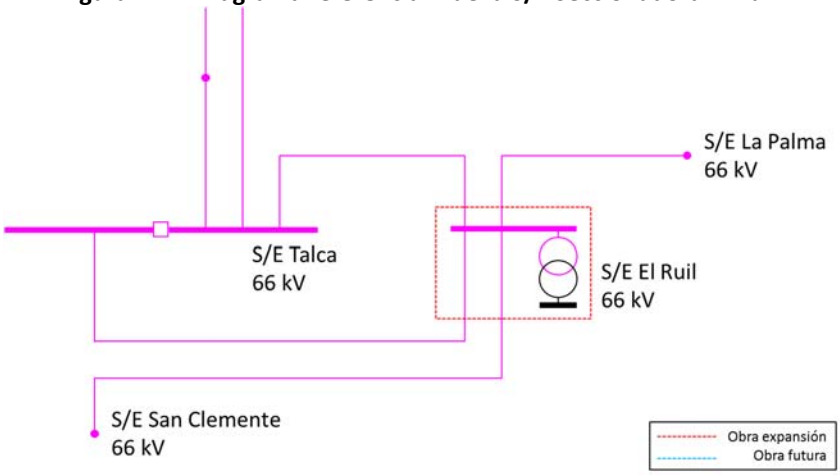
Figura 7.26: proyección de la demanda abastecida por la línea 1x66 kV Talca - Piduco, en particular por el tramo Talca – Estructura 29.



De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la construcción de la Nueva S/E Seccionadora El Ruil, la que considera el seccionamiento de las líneas Talca – San Clemente 66 kV y Talca – La Palma 66 kV, a aproximadamente 2 km al suroeste de la S/E Talca. La subestación debe contar con un transformador 66/15 kV, 30 MVA, el cual deberá asumir los crecimientos de demanda de la ciudad de Talca, de manera que éstos no sigan aumentando la cargabilidad de la línea 1x66 kV Talca – Piduco.

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

Figura 7.27: Diagrama referencial Nueva S/E Seccionadora El Ruil.



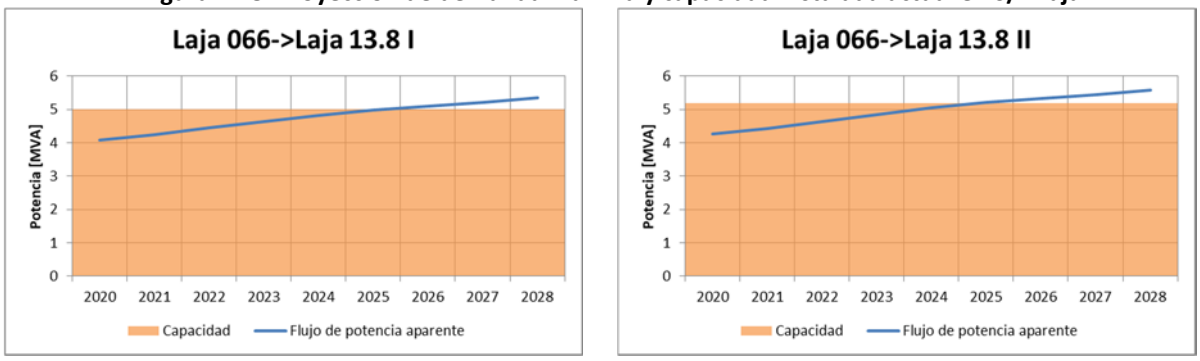
7.7.17 AMPLIACIÓN EN S/E LAJA

El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E Laja” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Laja durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Laja muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone el reemplazo de una unidad de transformación actual de 66/13,8 kV de 5 MVA por una nueva unidad de 66/13,8 kV y de, a lo menos, 15 MVA en la S/E Laja.

Figura 7.28: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Laja.



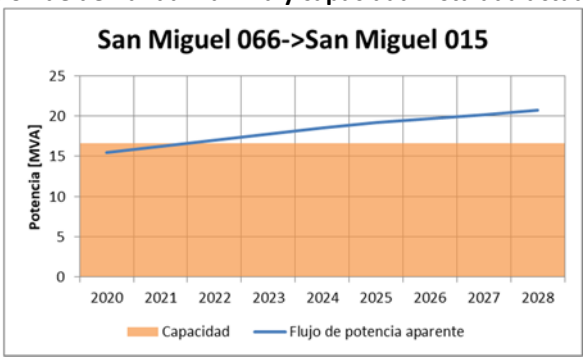
7.7.18 AMPLIACIÓN EN S/E SAN MIGUEL

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E San Miguel" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E San Miguel durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E San Miguel muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/15 kV de, a lo menos, 30 MVA de capacidad en la S/E San Miguel.

Figura 7.29: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E San Miguel.



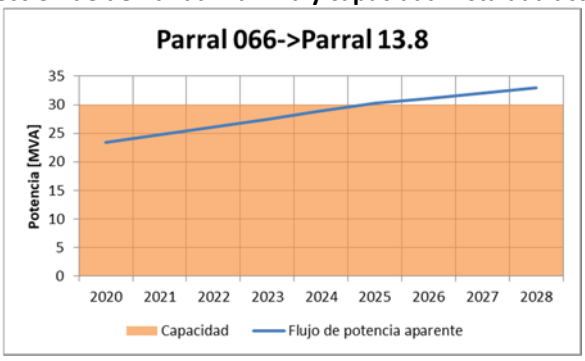
7.7.19 AMPLIACIÓN EN S/E PARRAL

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Parral" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Parral durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Parral muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/13,8 kV de, a lo menos, 30 MVA de capacidad en la S/E Parral.

Figura 7.30: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Parral.



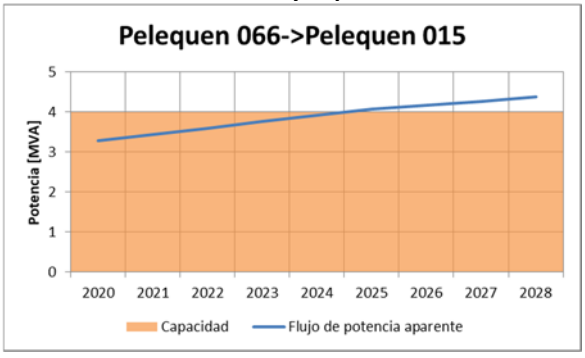
7.7.20 AMPLIACIÓN EN S/E PELEQUÉN

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Pelequén" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Pelequén durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Pelequén muestra que, al año 2023, se alcanzaría cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

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

Figura 7.31: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Pelequén.



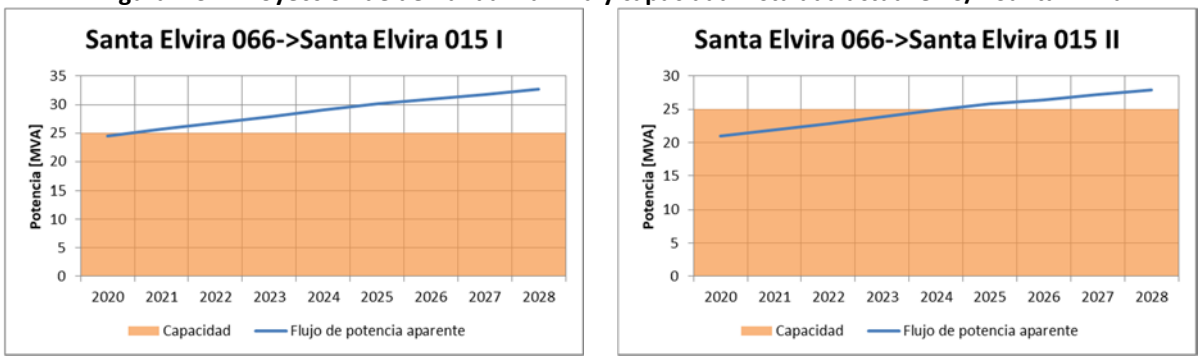
7.7.21 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELVIRA

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Santa Elvira" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Santa Elvira durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Santa Elvira muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone el reemplazo de la unidad de transformación actual de 66/15 kV y de 25 MVA por una nueva unidad de 66/15 kV y de, a lo menos, 50 MVA en la S/E Santa Elvira.

Figura 7.32: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Santa Elvira.



7.7.22 AMPLIACIÓN EN S/E CHUMAQUITO Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV RANCAGUA – ROSARIO

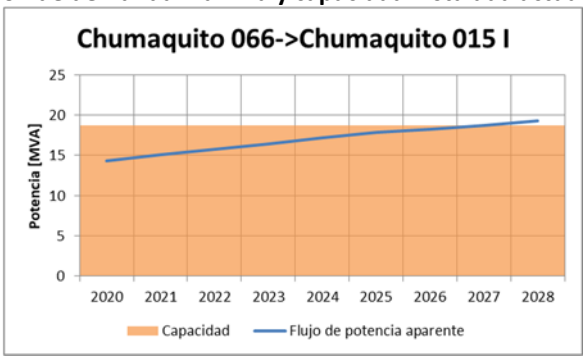
El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua – Rosario" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Chumaquito durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Chumaquito muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/15 kV de, a lo menos, 30 MVA de capacidad en la S/E Chumaquito.

Adicionalmente, el proyecto considera el seccionamiento de la línea 1x66 kV Rancagua – San Fernando, para efectos de mejorar la flexibilidad operativa y los niveles de confiabilidad y calidad de suministro de la subestación.

Figura 7.33: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Chumaquito.



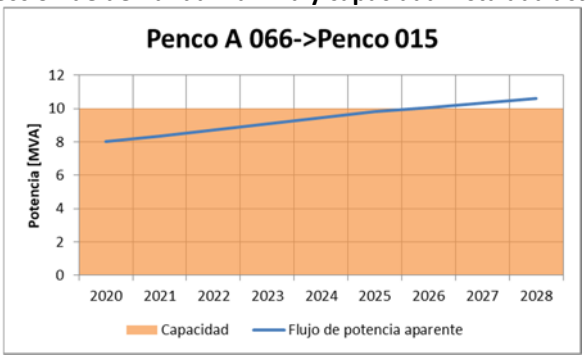
7.7.23 AMPLIACIÓN EN S/E PENCO

El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E Penco” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Penco durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Penco muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

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

Figura 7.34: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Penco.



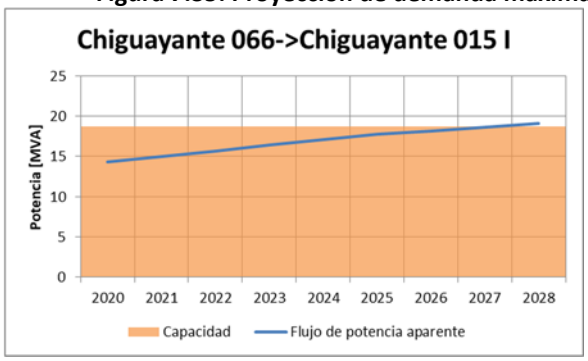
7.7.24 AMPLIACIÓN EN S/E CHIGUAYANTE

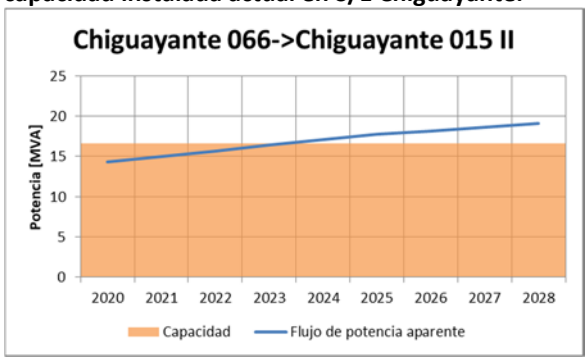
El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E Chiguayante” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Chiguayante durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Chiguayante muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone el reemplazo de la unidad de 66/15 kV y de 16 MVA por una nueva unidad de transformación de 66/15 kV de, a lo menos, 30 MVA de capacidad en la S/E Chiguayante.

Figura 7.35: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Chiguayante.





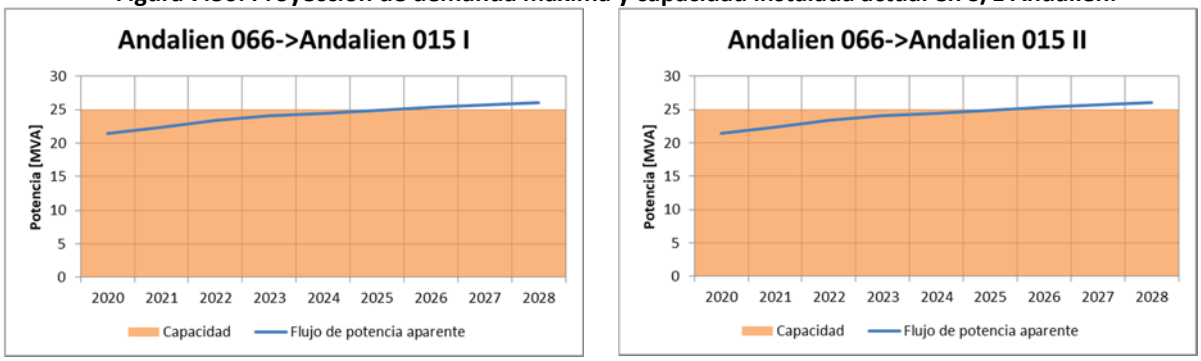
7.7.25 AMPLIACIÓN EN S/E ANDALIÉN

El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E Andalién” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Andalién durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Andalién muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

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

Figura 7.36: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Andalién.



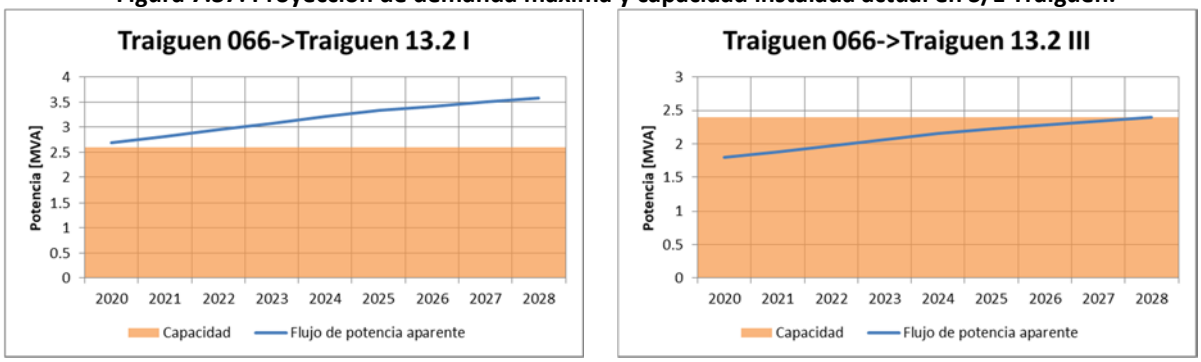
7.7.26 AMPLIACIÓN EN S/E TRAIGUÉN

El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E Traiguén” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Traiguén durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Traiguén muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/13,2 kV de, a lo menos, 10 MVA de capacidad en la S/E Traiguén.

Figura 7.37: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Traiguén.



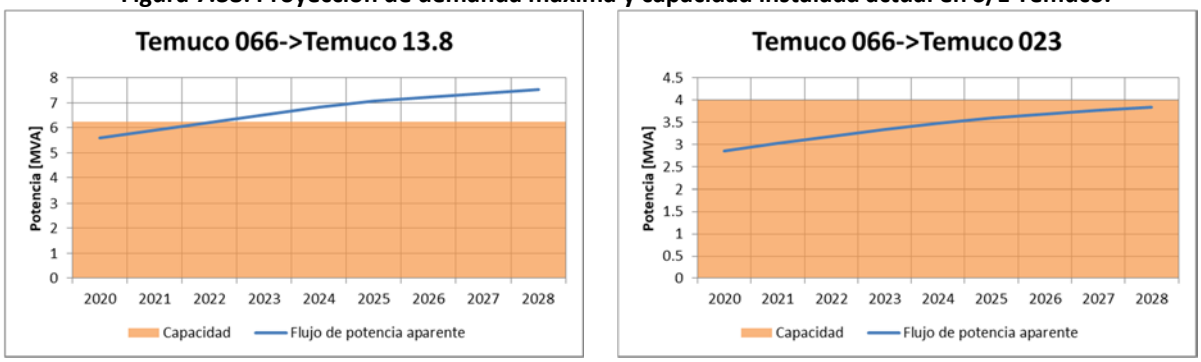
7.7.27 AMPLIACIÓN EN S/E TEMUCO

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Temuco" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Temuco durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Temuco muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/13,2 kV de, a lo menos, 10 MVA de capacidad en la S/E Temuco.

Figura 7.38: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Temuco.



7.7.28 AMPLIACIÓN EN S/E PUCÓN

El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Pucón" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Pucón durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que, dada la proyección de demanda en la S/E Pucón, se detectaron valores de tensión que impedían el abastecimiento frente a las condiciones de máxima exigencia.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de un banco de condensadores con pasos de 2,5 MVAr cada uno, totalizando, al menos, 10 MVAr de capacidad en la S/E Pucón.

ZONAL F

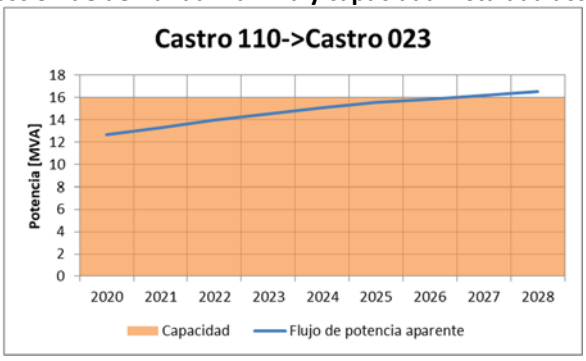
7.7.29 AMPLIACIÓN EN S/E CASTRO

El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E Castro” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Castro durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Castro muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/23 kV de, a lo menos, 16 MVA de capacidad en la S/E Castro.

Figura 7.39: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Castro.



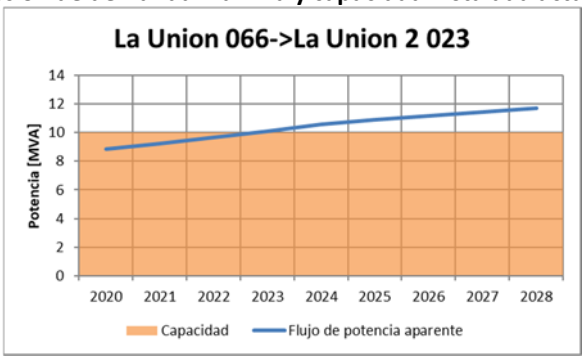
7.7.30 AMPLIACIÓN EN S/E LOS TAMBORES

El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E Los Tambores”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar, a través del sistema de distribución, las unidades de transformación de la S/E La Unión, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Cabe señalar que la proyección de demanda en S/E La Unión, al año 2023, muestra una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere una obra de expansión que permita reducir dicho nivel de cargabilidad.

Para efectos de lo anterior, esta Comisión propone instalar una nueva unidad de transformación de 66/13,2 kV de, a lo menos, 16 MVA de capacidad, en S/E Los Tambores, con lo cual se habilita capacidad de transformación para abastecer las demandas de la zona.

Figura 7.40: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E La Unión.



7.7.31 AMPLIACIÓN EN S/E ALTO BONITO

El proyecto de expansión zonal “Ampliación en S/E Alto Bonito” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Alto Bonito durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Alto Bonito muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/23 kV de, a lo menos, 30 MVA de capacidad en la S/E Alto Bonito.

7.8 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA CONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

Para llevar a cabo el análisis de los proyectos de expansión necesarios para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación o transmisión, se consideró un horizonte de análisis de veinte años y los distintos EGPT, de acuerdo a lo establecido en el numeral 6.3.4.

En esta sección se listan las expansiones que necesita el sistema para permitir la conexión de nuevos y futuros proyectos de generación en el período de análisis.

Tabla 49: Proyectos de expansión de transmisión para inyección de generación

N°	Proyecto	Sistema
1	Ampliación en S/E Cóndores 220 kV	Nacional
2	Ampliación en S/E María Elena 220 kV	Nacional
3	Ampliación en S/E Illapa 220 kV	Nacional
4	Ampliación en S/E Entre Ríos 220 kV	Nacional
5	Ampliación en S/E Rahue 220 kV	Nacional
6	Ampliación en S/E Tineo 220 kV	Nacional
7	Ampliación en S/E Bajo Melipilla 110 kV	Sistema Zonal E
8	Ampliación en S/E Charrúa 154 kV	Sistema Zonal E
9	Ampliación en S/E Angol 66 kV	Sistema Zonal E
10	Ampliación en S/E Nahuelbuta 66 kV	Sistema Zonal E

7.8.1 AMPLIACIÓN EN S/E CÓNDORES 220 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de emplazamiento de la S/E Cóndores 220 kV.

Para estos efectos, se propone ampliar las barras de 220 kV de la S/E Cóndores, manteniendo la configuración actual, que corresponde a doble barra principal y barra de transferencia, considerando espacio para cuatro nuevas posiciones, permitiendo así la conexión de nuevos proyectos.

7.8.2 AMPLIACIÓN EN S/E MARÍA ELENA 220 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo de proyectos ubicados en la zona de emplazamiento de la S/E María Elena 220 kV.

Para estos efectos, se propone ampliar las barras de 220 kV de la S/E María Elena, manteniendo la configuración actual, que corresponde a interruptor y medio, considerando espacio para dos nuevas diagonales, permitiendo así la conexión de nuevos proyectos.

7.8.3 AMPLIACIÓN EN S/E ILLAPA 220 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de emplazamiento de la S/E Illapa 220 kV.

Para estos efectos, se propone ampliar las barras de 220 kV de la S/E Illapa, manteniendo la configuración actual, que corresponde a interruptor y medio, considerando espacio para tres nuevas diagonales, permitiendo así la conexión de nuevos proyectos.

7.8.4 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS 220 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de emplazamiento de la S/E Entre Ríos 220 kV.

Para estos efectos, se propone ampliar las barras de 220 kV de la S/E Entre Ríos, manteniendo la configuración actual, que corresponde a interruptor y medio, considerando espacio para dos nuevas diagonales, permitiendo así la conexión de nuevos proyectos.

7.8.5 AMPLIACIÓN EN S/E RAHUE 220 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo de proyectos ubicados en la zona de emplazamiento de la S/E Rahue 220 kV.

Para estos efectos, se propone ampliar las barras de 220 kV de la S/E Rahue, manteniendo la configuración actual, que corresponde a doble barra principal y barra de transferencia, considerando espacio para una nueva posición, permitiendo así la conexión de nuevos proyectos.

7.8.6 AMPLIACIÓN EN S/E TINEO 220 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de emplazamiento de la S/E Tineo 220 kV.

Para estos efectos, se propone ampliar las barras de 220 kV de la S/E Tineo, manteniendo la configuración actual, que corresponde a interruptor y medio, considerando espacio para dos nuevas diagonales, permitiendo así la conexión de nuevos proyectos.

7.8.7 AMPLIACIÓN EN S/E BAJO MELIPILLA 110 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de la obra “Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, tendido del primer circuito” fijada en el Decreto Exento N°231 del 2019 del Ministerio de Energía.

Para estos efectos, se propone ampliar la barra del patio de 110 kV de la S/E Bajo Melipilla, manteniendo la configuración actual, que corresponde a una barra simple, considerando espacio para dos nuevas posiciones, permitiendo así la conexión de nuevos proyectos.

7.8.8 AMPLIACIÓN EN S/E CHARRÚA 154 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de emplazamiento de la S/E Charrúa 154 kV.

Para estos efectos, se propone ampliar la barra principal N°2 de 154 kV, manteniendo la configuración actual, que corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia,

considerando espacio para una nueva posición, permitiendo así la conexión de nuevos proyectos.

7.8.9 AMPLIACIÓN EN S/E ANGOL 66 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de emplazamiento de la S/E Angol 66 kV.

Para estos efectos, se propone ampliar la barra de 66 kV de la S/E Angol, manteniendo la configuración actual, que corresponde a una barra simple, considerando espacio para una nueva posición, permitiendo así la conexión de nuevos proyectos.

7.8.10 AMPLIACIÓN EN S/E NAHUELBUTA 66 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de emplazamiento de la S/E Nahuelbuta 66 kV.

Para estos efectos, se propone ampliar la barra de 66 kV de la S/E Nahuelbuta, manteniendo la configuración actual, que corresponde a una barra simple, considerando espacio para dos nuevas posiciones, permitiendo la conexión de nuevos proyectos.

7.9 ANÁLISIS DE RESILIENCIA

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

En particular, en esta etapa se analizó, mediante estudios eléctricos o de despacho económico, según corresponda, el comportamiento del sistema eléctrico frente a las siguientes contingencias: (i) maremotos, (ii) shock de precios de combustibles e (iii) hidrologías extremas.

7.9.1 EVENTUALIDAD 1: MAREMOTO

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

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

Para estos efectos se ha utilizado el programa *PowerFactory*, estando orientado el análisis a verificar que la operación del sistema eléctrico cumple con los criterios de Seguridad y Calidad de Servicio ante la indisponibilidad prolongada de ciertas centrales. Todos los análisis fueron realizados considerando demanda máxima coincidente nocturna en el sistema proyectado al

año 2023. El despacho de las centrales del sistema se basa en un despacho económico al año 2023, el cual se ajusta en función de la inercia de cada generador sincrónico.

Se respalda el siguiente análisis en la base de datos *PowerFactory* llamada "BD CNE Expansion 2019 ITP v07.01.20".

7.9.1.1 Análisis zona Tocopilla

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

- Tocopilla
- Norgener

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Tocopilla considera una transferencia de, aproximadamente, 600 MW desde la S/E Cumbres 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre despacho económico del caso base.

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

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

7.9.1.2 Análisis zona Mejillones

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

- Gas Atacama
- Mejillones
- Cochrane
- Angamos
- Kelar
- Infraestructura Energética Mejillones

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Mejillones considera una transferencia de, aproximadamente, 1500 MW desde la S/E Cumbre 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. Se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre despacho económico del caso base, incluyendo las unidades U16, TG1, TG2 y TG3 en la Central Tocopilla y la totalidad de las unidades en la Central Diésel Tamaya.

En base a las simulaciones realizadas, se advierte que el principal efecto que tiene la indisponibilidad de las centrales antes indicadas de la zona de Mejillones es la redistribución de los flujos que abastecen la demanda de la zona de Escondida. Ante dicha eventualidad, el sistema de la zona se abastece principalmente a través de las líneas 2x220 kV Kapatur – O'Higgins y 2x220 kV Parinas – Likanantai.

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 Mejillones.

7.9.1.3 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 1500 MW desde la S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV hacia la S/E Nueva Maitencillo 500 kV, con el objetivo de cuantificar el efecto de la salida de servicio de la Central Guacolda en la regulación de tensión de la zona. 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 nuevo 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.

7.9.1.4 Análisis zona Coronel

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

- Bocamina
- Bocamina 2
- Santa María

En base a las simulaciones realizadas, se advierte que el principal efecto que tiene la indisponibilidad de las centrales de la zona de Coronel es la redistribución de los flujos que abastecen la demanda en la zona. Ante esta eventualidad, la demanda es abastecida principalmente a través de las líneas de 220 kV entre la subestación Charrúa y la subestación Lagunillas.

Las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias establecidas en la normativa vigente, particularmente ante la indisponibilidad de alguna de las líneas de 220 kV entre las SS/EE Charrúa y Lagunillas. Por lo tanto se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

Por último, en el Anexo 5 se presentan los resultados del análisis de resiliencia por maremotos en las distintas zonas evaluadas.

7.9.2 EVENTUALIDAD 2: SHOCK DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE

El presente análisis consiste en medir la reacción de las obras propuestas en el presente plan de expansión con respecto a un escenario base o inicial, ante un eventual shock en los precios de los combustibles en el horizonte de análisis.

Como se mencionó en el Capítulo 6 del presente informe, este análisis se realizó mediante simulaciones estocásticas, variando el precio del combustible GNL durante el año 2024 y el año 2030, de manera independiente, disminuyendo los precios del combustible GNL en un 70%, 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 2024 y año 2030, conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.3.2.

En atención a que se incluyen obras en instalaciones zonales, se procede a establecer la condición base, tanto de los proyectos nacionales como zonales.

Tabla 50: Beneficios frente a un shock de precios en año 2024

	Base					Con Expansión				
VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	26.508	44.321	37.301	27.224	45.452	25.904	42.804	36.757	27.009	43.825
Costo Operacional Con Shock año 2024	26.392	44.206	37.189	27.107	45.339	25.787	42.688	36.643	26.892	43.711
Diferencia de Costo Operacional	-117	-115	-113	-116	-113	-116	-116	-114	-117	-114
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2024	0,19	-0,85	-1,53	-0,39	-0,47					

La tabla anterior muestra que el sistema eléctrico, al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2024, no presenta prácticamente diferencias entre el caso base y el caso con proyectos de expansión, puesto que las obras que ingresan al sistema hasta dicho año no tienen como objetivo otorgar resiliencia al Sistema de Transmisión Nacional, sino proveer de suficiencia y seguridad a diferentes áreas del Sistema de Transmisión Zonal.

Tabla 51: Beneficios frente a un Shock de precios en año 2030

	Base					Con Expansión				
VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	26.508	44.321	37.301	27.224	45.452	25.904	42.804	36.757	27.009	43.825
Costo Operacional Con Shock año 2030	26.340	44.087	37.074	27.050	45.212	25.738	42.586	36.538	26.838	43.604
Diferencia de Costo Operacional	-168	-234	-227	-174	-240	-166	-218	-220	-170	-221
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2030	2,66	15,37	7,80	3,03	19,56					

Por su parte, la tabla anterior muestra que el sistema eléctrico, al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2030, presenta diferencias entre el caso base y el caso con proyectos de expansión, las que alcanzan un promedio de 10 millones de dólares. Lo anterior es consecuencia de la entrada en operación de obras estructurales en el Sistema de Transmisión Nacional, las que permiten dar una mayor resiliencia al sistema frente a variaciones en el despacho de unidades del sistema de transmisión, y aprovechar de mejor manera la diversidad de fuentes de energía de nuestro país.

7.9.3 HIDROLOGÍAS EXTREMAS

El presente análisis consiste en medir la reacción del sistema de transmisión frente a una variación importante en las hidrologías en el futuro. Para estos efectos, se han considerado dos eventualidades: la primera, utilizando una serie hidrológica extrema seca, es decir, que contiene las cinco hidrologías más secas de la estadística; y la segunda, una serie hidrológica extrema húmeda, esto es, que contiene las cinco hidrologías más húmedas. El efecto se analizará considerando el sistema sin proyectos de expansión y con proyectos de expansión.

En primera instancia, se muestran los resultados obtenidos de enfrentar el sistema de transmisión a la serie hidrológica seca, conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.3.2.

La siguiente tabla resume los costos operacionales e inversiones y las variaciones al comparar el caso base y con proyectos de expansión. En atención a que se incluyen obras en instalaciones de transmisión zonales, se procede a establecer la condición base, tanto de los proyectos nacionales como zonales.

Tabla 52: Variación Costos Operacionales frente a una serie Hidrológica Seca

	Base					Con Expansión				
VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	26.508	44.321	37.301	27.224	45.452	25.904	42.804	36.757	27.009	43.825
Costo Operacional Con Serie Hid Seca	30.239	49.571	41.631	30.543	50.935	29.528	48.496	41.199	30.487	49.563
Diferencia de Costo Operacional	3.730	5.250	4.330	3.319	5.483	3.624	5.692	4.441	3.478	5.738
Diferencia (Expansión - Base) dado el Serie Hid Seca	-106	442	112	159	255					

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.

Sin perjuicio de lo anterior, el sistema con expansión presenta menor resiliencia respecto de la condición base frente a la misma condición hidrológica. Estos resultados son consecuencia natural del hecho de contar con mayor capacidad de transporte en el caso con los proyectos de expansión, lo que permite un mejor aprovechamiento de los recursos eficientes en los momentos de escases, especialmente de energías renovables, en comparación al sistema base.

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 se estima no recomendar nuevas obras o modificar las ya propuestas en el presente plan de expansión.

Finalmente, se muestran los resultados obtenidos de enfrentar al sistema a la serie hidrológica extrema húmeda, conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.3.2. La siguiente tabla resume los costos operacionales y las variaciones al comparar el caso base y con el caso con expansiones.

Tabla 53: Variación Costos Operacionales frente a una serie Hidrológica Húmeda

	Base					Con Expansión				
VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	26.508	44.321	37.301	27.224	45.452	25.904	42.804	36.757	27.009	43.825
Costo Operacional Con Serie Hid Húmeda	24.748	42.194	35.563	25.702	43.209	24.282	40.845	35.053	25.404	41.800
Diferencia de Costo Operacional	-1.761	-2.127	-1.738	-1.522	-2.243	-1.622	-1.959	-1.704	-1.605	-2.025
Diferencia (Expansión - Base) dado el Serie Hid Húmeda	139	168	34	-83	218					

La tabla anterior muestra que el sistema con proyectos de expansión presenta mejores costos operacionales que el sistema sin proyectos de expansión frente a una hidrología extrema húmeda. Además, el sistema con proyectos de expansión presenta mayor resiliencia respecto de la condición base frente a la misma condición hidrológica. Estos resultados son consecuencia de un menor desplazamiento del uso de energías renovables en la condición del sistema de transmisión con proyectos de expansión, en comparación al sistema base.

En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema obtiene con las obras de expansión para la hidrología extrema húmeda analizada, se observa que el sistema puede responder ante tales eventos, razón por la cual se estima no recomendar nuevas obras o modificar las ya propuestas en el presente plan de expansión.

7.10 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN

Al realizar la comparación del indicador Riesgo de Transmisión, para distintos años del horizonte de planificación, se puede determinar el efecto que los proyectos del Plan de Expansión propuesto tienen respecto a las diferencias monetarias esperadas para cada año, para el abastecimiento de cada barra de consumo a partir de las distintas barras de inyecciones.

La Tabla 54 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 54: Reducción de Riesgo de Transmisión para cada escenario

Año	Escenario 1 (millones US$)	Escenario 2 (millones US$)	Escenario 3 (millones US$)	Escenario 4 (millones US$)	Escenario 5 (millones US$)
2019	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0
2023	-57	-25	-91	-54	-200
2024	-575	-373	-381	-568	-455
2025	-526	-426	-466	-450	-562
2026	-432	-535	-568	-473	-385
2027	-321	-807	-523	-798	-761
2028	-639	-941	-606	-600	-683
2029	-696	-345	-646	-309	-419
2030	-225	-324	-266	-591	-350
2031	-323	-522	-367	137	-475
2032	-255	-572	-313	-273	-1150
2033	-408	-521	-414	-386	-513
2034	-593	-472	-206	-311	-495
2035	-420	-635	-713	-399	-199
2036	-393	-576	-581	-360	-493
2037	-491	-566	-588	-551	-581
2038	-343	-735	-575	-602	-763
Total	**-6.697**	**-8.375**	**-7.306**	**-6.589**	**-8.485**

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 7.500 millones para todo el periodo, obteniéndose diferencias entre los escenarios, las que alcanzan los USD 1.000 millones aproximadamente, reflejando el efecto de una mayor demanda en la obtención de estas diferencias.

En conclusión, el Plan de Expansión propuesto permite contar con una disminución del índice de Riesgo de Transmisión para los cinco EGPT, en una magnitud tal que justifica y compensa las evaluaciones económicas previamente efectuadas, cumpliéndose de esta manera la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común.

8 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

La valorización de las instalaciones que se proponen en el presente Informe Técnico se realizó de acuerdo a la metodología de valorización descrita en el Anexo N° 3 del presente documento. A continuación se presentan las valorizaciones de las obras de expansión descritas en los numerales 3 y 4.

8.1 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 55: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional

		Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal	*Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra*	*Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama*	*Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé*	*Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco*	*Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y Seccionamiento en S/E Hualqui*	*Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)*	*Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM)*
1	***Costos Directos***	***13.006.941***	***2.240.787***	***3.694.078***	***4.635.190***	***11.340.995***	***10.020.877***	***354.628***	***768.166***
1.1	Ingeniería	841.121	183.992	312.420	324.286	399.000	640.052	36.585	74.072
1.2	Instalación de faenas	596.570	288.092	322.041	405.990	251.000	605.927	100.988	102.134
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	11.569.249	1.768.702	3.059.617	3.904.915	10.690.995	8.774.898	217.055	591.960
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	***Costos Indirectos***	***4.704.938***	***1.236.320***	***1.090.463***	***1.874.287***	***4.176.404***	***5.360.433***	***87.561***	***203.795***
2.1	Gastos generales y Seguros	821.178	114.060	156.831	196.900	947.970	488.620	18.201	59.144
2.2	Inspección técnica de obra	802.545	533.607	600.218	596.304	473.985	1.045.250	23.104	35.227
2.3	Utilidades del contratista	1.130.173	214.656	148.710	379.706	1.053.300	842.932	10.793	29.536
2.4	Contingencias	1.951.041	373.997	184.704	502.454	1.701.149	1.503.132	35.463	79.889
2.5	Servidumbre	0	0	0	198.923	0	1.480.500	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***17.711.879***	***3.477.107***	***4.784.540***	***6.509.477***	***15.517.399***	***15.381.310***	***442.188***	***971.961***
4	***Intereses Intercalarios***	***531.356***	***104.313***	***191.382***	***203.539***	***465.522***	***615.252***	***13.266***	***29.159***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***18.243.235***	***3.581.420***	***4.975.922***	***6.713.016***	***15.982.921***	***15.996.562***	***455.454***	***1.001.120***

		Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)	Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV (IM)	Ampliación en S/E Illapa 220 kV (IM)	Ampliación en S/E Maitencillo 110 kV (BPS+BT)	Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM)	Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)	Ampliación en S/E Charrúa 154 kV (BPS+BT)	Ampliación en S/E Cóndores 220 kV (2BP+BT)
1	***Costos Directos***	***473.590***	***655.046***	***1.073.758***	***1.213.850***	***711.554***	***556.887***	***265.281***	***1.073.680***
1.1	Ingeniería	47.364	63.718	101.813	102.922	68.769	54.950	32.623	61.866
1.2	Instalación de faenas	100.988	101.558	102.134	217.189	102.509	100.988	112.446	71.948
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	325.238	489.771	869.811	893.739	540.277	400.950	120.213	939.866
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	***Costos Indirectos***	***123.424***	***148.556***	***238.497***	***441.758***	***160.247***	***117.778***	***79.650***	***259.105***
2.1	Gastos generales y Seguros	28.314	41.970	85.562	64.014	47.891	36.930	10.788	89.441
2.2	Inspección técnica de obra	31.568	49.474	55.840	124.477	49.894	33.028	9.932	69.114
2.3	Utilidades del contratista	16.182	24.359	43.406	131.883	26.884	19.975	5.874	46.866
2.4	Contingencias	47.359	32.752	53.688	121.385	35.578	27.844	53.056	53.684
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***597.013***	***803.602***	***1.312.254***	***1.655.608***	***871.802***	***674.665***	***344.931***	***1.332.785***
4	***Intereses Intercalarios***	***17.910***	***24.108***	***39.368***	***82.780***	***26.154***	***20.240***	***10.348***	***39.984***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***614.924***	***827.710***	***1.351.622***	***1.738.389***	***897.956***	***694.905***	***355.279***	***1.372.768***

		Ampliación en S/E Entre Ríos 220 kV (IM)	*Ampliación en S/E María Elena 220 kV (IM)*	*Ampliación en S/E Maipo (NCER AT)*	*Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco*	*Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena*	*Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro*	*Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada*	*Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo - Punta Colorada*	*Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)*
1	***Costos Directos***	***492.408***	***482.671***	***28.345.636***	***3.197.000***	***6.567.895***	***6.665.486***	***2.690.195***	***8.716.000***	***12.690.495***
1.1	Ingeniería	49.062	48.091	1.788.540	149.000	496.690	572.614	228.793	408.000	790.074
1.2	Instalación de faenas	100.988	101.904	215.568	60.000	459.075	405.276	202.182	163.000	537.211
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	342.358	332.676	26.341.529	2.988.000	4.957.957	5.687.596	2.259.220	8.145.000	11.363.210
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	654.173	0	0	0	0
2	***Costos Indirectos***	***129.726***	***125.683***	***9.227.484***	***1.302.035***	***2.193.881***	***2.787.081***	***1.672.565***	***3.549.350***	***3.054.757***
2.1	Gastos generales y Seguros	29.585	29.129	804.134	182.624	262.261	347.246	149.649	497.816	463.252
2.2	Inspección técnica de obra	33.869	31.741	4.472.440	506.758	861.642	965.671	652.518	1.381.373	856.875
2.3	Utilidades del contratista	17.031	16.546	2.533.628	292.953	302.639	557.614	360.362	798.561	1.100.106
2.4	Contingencias	49.241	48.267	1.417.282	319.700	480.170	666.549	408.895	871.600	634.525
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	124.560	250.000	101.140	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	162.609	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***622.134***	***608.354***	***37.573.120***	***4.499.035***	***8.761.776***	***9.452.567***	***4.362.760***	***12.265.350***	***15.745.252***
4	***Intereses Intercalarios***	***18.664***	***18.251***	***1.878.656***	***224.952***	***438.089***	***472.628***	***129.178***	***613.267***	***787.263***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***640.798***	***626.605***	***39.451.776***	***4.723.986***	***9.199.864***	***9.925.195***	***4.491.938***	***12.878.617***	***16.532.515***

8.2 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 56: Valor de Inversión de la Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional

		Nueva S/E Seccionadora La Invernada
1	***Costos Directos***	***4.709.699***
1.1	Ingeniería	294.501
1.2	Instalación de faenas	273.921
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	3.424.234
1.4	Intervención instalación dedicada	717.042
2	***Costos Indirectos***	***1.744.090***
2.1	Gastos generales y Seguros	132.638
2.2	Inspección técnica de obra	547.117
2.3	Utilidades del contratista	338.497
2.4	Contingencias	399.266
2.5	Servidumbre	72.000
2.6	Intervención instalación dedicada	254.572
3	***Monto Contrato***	***6.453.789***
4	***Intereses Intercalarios***	***322.689***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***6.776.478***

8.3 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 57: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal A, B y C

		A	B		C				
		Ampliación en S/E Palafitos (NTR ATMT)	Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota - Marbella	Ampliación en S/E Vallenar (NTR ATMT)	Habilitación segundo circuito Línea 2x110 kV San Pedro - Quillota	Ampliación en S/E Nueva San Rafael 110 kV (2BP+BT)	Ampliación en S/E Las Balandras (HTR ATMT)	Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)	Ampliación en S/E Nueva San Rafael (NTR ATMT)
1	***Costos Directos***	***2.817.885***	***2.709.193***	***1.510.084***	***2.709.193***	***248.633***	***704.400***	***2.103.714***	***2.837.109***
1.1	Ingeniería	237.801	227.728	142.354	227.728	21.209	62.846	179.460	242.223
1.2	Instalación de faenas	273.921	273.921	215.568	273.921	102.537	146.820	215.568	244.974
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.306.163	2.207.544	1.152.162	2.207.544	124.887	494.735	1.708.687	2.349.912
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	***Costos Indirectos***	***1.262.871***	***1.196.107***	***425.131***	***1.196.107***	***40.608***	***192.526***	***853.735***	***1.119.582***
2.1	Gastos generales y Seguros	92.348	79.863	55.513	79.863	11.367	19.431	56.576	90.554
2.2	Inspección técnica de obra	525.038	526.233	237.937	526.233	10.600	113.952	422.328	546.338
2.3	Utilidades del contratista	222.801	319.092	56.177	319.092	6.209	23.923	164.460	340.834
2.4	Contingencias	422.683	270.919	75.504	270.919	12.432	35.220	210.371	141.855
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***4.080.756***	***3.905.300***	***1.935.215***	***3.905.300***	***289.240***	***896.926***	***2.957.449***	***3.956.691***
4	***Intereses Intercalarios***	***204.038***	***195.265***	***96.761***	***195.265***	***8.677***	***44.846***	***147.872***	***197.835***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***4.284.794***	***376.257***	***4.100.565***	***2.031.975***	***297.918***	***941.772***	***3.105.321***	***4.154.526***

Tabla 58: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal D

		Ampliación en S/E Apoquindo (NTR ATMT)	*Ampliación en S/E La Reina (RTR ATMT)*	*Ampliación en S/E Curacaví (NTR ATMT)*	*Ampliación en S/E Nueva Lampa (NTR ATMT)*	*Ampliación en S/E Lo Aguirre (NTR ATMT)*	*Ampliación en S/E Batuco (NTR ATMT)*
1	***Costos Directos***	***2.569.205***	***2.388.270***	***2.052.960***	***4.639.208***	***3.149.926***	***2.401.530***
1.1	Ingeniería	195.940	209.527	175.833	294.611	269.591	165.983
1.2	Instalación de faenas	215.568	158.278	215.568	181.194	244.974	273.921
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.157.698	2.020.465	1.661.560	3.931.538	2.635.361	1.961.626
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	231.866	0	0
2	***Costos Indirectos***	***1.179.969***	***783.166***	***626.516***	***1.472.700***	***1.264.571***	***1.072.961***
2.1	Gastos generales y Seguros	93.334	66.905	67.773	111.503	95.668	64.855
2.2	Inspección técnica de obra	726.002	499.584	375.678	687.745	629.521	484.860
2.3	Utilidades del contratista	103.713	97.264	80.416	379.480	381.886	283.093
2.4	Contingencias	256.921	119.413	102.648	220.367	157.496	240.153
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	73.605	0	0
3	***Monto Contrato***	***3.749.175***	***3.171.436***	***2.679.476***	***6.111.908***	***4.414.497***	***3.474.491***
4	***Intereses Intercalarios***	***187.459***	***158.572***	***133.974***	***305.595***	***220.725***	***173.725***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***3.936.633***	***3.330.008***	***2.813.449***	***6.417.504***	***4.635.222***	***3.648.215***

Tabla 59: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E

		Habilitación paño Línea 1x66 kV Marchigüe - Alcones en S/E Alcones	*Ampliación en S/E Bajo Melipilla 110 kV (BS)*	*Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)*	*Ampliación en S/E Nahuelbuta 66 kV (BS)*	*Ampliación en S/E Pucón (NBC AT)*	*Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua – Rosario*	*Ampliación en S/E Traiguén (RTR ATMT)*	*Ampliación en S/E San Miguel (NTR ATMT)*
1	***Costos Directos***	***398.599***	***196.036***	***205.381***	***127.836***	***634.000***	***1.901.537***	***1.123.251***	***2.882.849***
1.1	Ingeniería	39.962	18.081	22.963	18.140	160.000	168.116	93.259	245.953
1.2	Instalación de faenas	102.537	146.820	100.988	78.072	17.000	148.421	215.568	405.285
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	256.100	31.135	81.430	31.624	457.000	1.585.000	814.424	2.231.611
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	***Costos Indirectos***	***140.530***	***17.562***	***34.182***	***14.128***	***155.090***	***845.483***	***324.521***	***849.347***
2.1	Gastos generales y Seguros	13.320	2.436	4.368	2.569	31.990	62.781	26.252	90.100
2.2	Inspección técnica de obra	49.906	3.784	15.563	3.597	68.550	362.874	202.977	507.129
2.3	Utilidades del contratista	37.444	1.540	3.982	1.570	22.850	229.674	39.129	107.976
2.4	Contingencias	39.860	9.802	10.269	6.392	31.700	190.154	56.163	144.142
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***539.129***	***213.597***	***239.563***	***141.964***	***789.090***	***2.747.020***	***1.447.771***	***3.732.196***
4	***Intereses Intercalarios***	***26.956***	***6.408***	***11.978***	***4.259***	***39.455***	***137.351***	***72.389***	***186.610***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***566.086***	***220.005***	***251.541***	***146.223***	***828.545***	***2.884.371***	***1.520.160***	***3.918.806***

		Ampliación en S/E Temuco (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Chiguayante (RTR ATMT)	Ampliación en S/E Laja (RTR ATMT)	Ampliación en S/E Parral (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Pelequén (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Penco (RTR ATMT)	Ampliación en S/E Santa Elvira (RTR ATMT)	Ampliación en S/E Andalién (NTR ATMT)
1	***Costos Directos***	***1.590.168***	***1.203.914***	***988.734***	***1.868.837***	***1.563.053***	***1.249.530***	***2.109.273***	***1.900.670***
1.1	Ingeniería	135.060	102.677	81.545	159.259	132.595	87.754	163.248	168.092
1.2	Instalación de faenas	215.568	189.238	215.568	215.568	215.568	405.285	405.285	148.421
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.239.540	911.999	691.621	1.494.011	1.214.890	756.490	1.540.740	1.584.157
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	***Costos Indirectos***	***468.615***	***360.287***	***373.042***	***571.847***	***458.311***	***307.391***	***608.133***	***844.997***
2.1	Gastos generales y Seguros	51.571	29.691	24.051	56.528	50.991	26.688	52.574	62.920
2.2	Inspección técnica de obra	277.505	226.561	167.408	349.748	270.369	181.850	375.970	362.372
2.3	Utilidades del contratista	60.030	43.838	33.272	72.129	58.798	36.377	74.124	229.638
2.4	Contingencias	79.508	60.196	148.310	93.442	78.153	62.476	105.464	190.067
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***2.058.783***	***1.564.200***	***1.361.776***	***2.440.684***	***2.021.363***	***1.556.921***	***2.717.406***	***2.745.667***
4	***Intereses Intercalarios***	***102.939***	***78.210***	***68.089***	***122.034***	***101.068***	***77.846***	***135.870***	***137.283***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***2.161.722***	***1.642.411***	***1.429.864***	***2.562.718***	***2.122.431***	***1.634.767***	***2.853.276***	***2.882.951***

Tabla 60: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal F

		Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)	*Ampliación en S/E Alto Bonito (NTR ATMT)*	*Ampliación en S/E Castro (NTR ATMT)*
1	***Costos Directos***	***1.792.674***	***1.907.442***	***1.975.648***
1.1	Ingeniería	149.380	145.796	168.857
1.2	Instalación de faenas	405.285	405.285	215.568
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.238.009	1.356.360	1.591.224
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0
2	***Costos Indirectos***	***700.165***	***534.919***	***603.286***
2.1	Gastos generales y Seguros	64.066	48.359	63.155
2.2	Inspección técnica de obra	397.142	325.790	364.421
2.3	Utilidades del contratista	59.690	65.398	76.928
2.4	Contingencias	179.267	95.372	98.782
2.5	Servidumbre	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***2.492.840***	***2.442.361***	***2.578.934***
4	***Intereses Intercalarios***	***124.642***	***122.118***	***128.947***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***2.617.482***	***2.564.479***	***2.707.881***

8.4 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 61: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal B, C, D y E

		B		C	D		E		
		Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar	Nueva S/E La Ligua	Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo - Los Poetas	Nueva S/E Mapocho y Nueva Línea 2x110 kV Mapocho - Vitacura	Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera	Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	Nueva S/E Seccionadora Epuleufu	Nueva S/E Seccionadora El Ruil
1	***Costos Directos***	***2.239.879***	***15.397.601***	***3.675.119***	***40.954.000***	***19.987.324***	***2.006.514***	***9.563.612***	***4.654.907***
1.1	Ingeniería	225.479	808.552	244.957	2.324.000	1.015.996	241.008	672.695	427.444
1.2	Instalación de faenas	302.963	359.019	391.006	757.000	398.381	321.611	522.091	359.019
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.711.437	14.230.030	3.039.156	37.873.000	18.572.948	1.443.894	6.242.866	3.868.445
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	2.125.960	0
2	***Costos Indirectos***	***2.405.623***	***3.491.458***	***1.638.224***	***14.008.090***	***5.127.846***	***1.230.425***	***3.454.461***	***1.975.762***
2.1	Gastos generales y Seguros	102.352	925.846	182.581	2.190.529	858.718	93.879	377.468	205.037
2.2	Inspección técnica de obra	562.867	774.679	545.517	6.723.343	937.771	225.993	579.079	495.790
2.3	Utilidades del contratista	264.643	708.552	372.557	1.846.518	1.831.992	70.504	636.267	377.444
2.4	Contingencias	397.747	769.880	384.869	2.047.700	999.366	100.326	743.765	465.491
2.5	Servidumbre	1.078.014	312.500	152.700	1.200.000	500.000	739.724	450.000	432.000
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	667.882	0
3	***Monto Contrato***	***4.645.502***	***18.889.059***	***5.313.342***	***54.962.090***	***25.115.170***	***3.236.939***	***13.018.073***	***6.630.669***
4	***Intereses Intercalarios***	***139.365***	***944.453***	***226.121***	***2.748.104***	***1.255.759***	***64.739***	***650.904***	***331.533***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***4.784.867***	***19.833.512***	***5.539.464***	***57.710.194***	***26.370.929***	***3.301.678***	***13.668.977***	***6.962.203***

9 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS

9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS

A continuación se listan los proyectos que esta Comisión ha analizado en el presente informe y no se incorporan en el plan de expansión.

Tabla 62: Proyectos postergados

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
1	Almacenamiento Zona Mulchén	AES Gener	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo esgrimido anteriormente, el proyecto no fue incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
2	Almacenamiento Zona Punta Colorada	AES Gener	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo esgrimido anteriormente, el proyecto no fue incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
3	Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Mulchén - Charrúa	AES Gener	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo esgrimido anteriormente, el proyecto no fue incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema. En todo caso, es importante relevar que sí fueron incorporadas otras obras de expansión para la zona de influencia del proyecto, especialmente las obras "Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco" y "Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco".	Nacional
4	Aumento de capacidad de línea 1x220 kV Duqueco - Tap El Rosal - Charrúa	AES Gener	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo esgrimido anteriormente, el proyecto no fue incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema. En todo caso, es importante relevar que sí fueron incorporadas otras obras de expansión para la zona de influencia del proyecto, especialmente las obras "Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco" y "Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco".	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
5	Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Los Ángeles - Charrúa	AES Gener	Si bien se detectan congestiones en el tramo 1x154 kV Los Ángeles - Charrúa, estas se ven sustancialmente reducidas con la entrada en operación de la solución conjunta entre la S/E Epuleufu y la Nueva S/E La Invernada, ambas incorporadas en el presente Plan de Expansión, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente plan de expansión.	Zonal E
6	S/E Hualte: Aumento de Capacidad de Transformación	Andes Solar	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal E
7	S/E Las Arañas: Aumento de Capacidad de Transformación	Andes Solar	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados.	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	
8	Nuevo Transformador S/E Quinta CGE	CEC	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal E
9	Nueva S/E Quirihue y Nueva LT 1x66 kV Hualte - Quirihue	CGE	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal E
10	Nueva S/E Navidad 66/13,2 kV y Nueva LT 1x66 kV Reguladora Rapel - Navidad	CGE	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal E
11	Nueva S/E San Rafael 154/66 kV y Nueva LT 2x66 kV Nueva San Rafael - San Rafael	CGE	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal E
12	Ampliación S/E San Rafael	CGE	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E San Rafael. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, es importante relevar que se espera que exista un porcentaje de traspaso de carga, que actualmente es abastecida desde S/E San Rafael, hacia la S/E Los Maquis. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas al proyecto.	Zonal E
13	Ampliación S/E Pillanlelbún:	CGE	Esta Comisión autorizó, mediante la Resolución Exenta N° 682 de	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
	Reemplazo de la Unidad 66/23 kV – 5 MVA por unidad de 66/23 kV – 10 MVA		2019, la ejecución de la obra urgente denominada "Subestación Nueva Pillanlelbún", perteneciente a Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., de acuerdo a lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicho proyecto tiene como propósito atender similares requerimientos que el proyecto presentado, razón por la cual se determina que no corresponde su incorporación al presente plan de expansión.	
14	Nueva S/E Chillán	CGE	Si bien se detecta un requerimiento de expansión de capacidad de transformación para el abastecimiento de los crecimientos de demanda correspondientes a la ciudad de Chillán y alrededores, esta Comisión ha propuesto la obra "Ampliación en S/E Santa Elvira", como medida para enfrentar dicho requerimiento, razón por la cual este proyecto no es incorporado al presente plan de expansión.	Zonal E
15	Ampliación S/E Choapa y Nueva LT 1x220 kV Los Vilos - Choapa	CGE	El proyecto presentado corresponde a la ampliación de una instalación perteneciente al segmento de Transmisión Dedicada, cuyas expansiones no corresponde abarcar dentro del proceso anual de expansión de la transmisión, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal B
16	Ampliación S/E Fátima	CGE	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Fátima. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, de los análisis realizados por esta Comisión, se detectó un desbalance importante en el nivel de cargabilidad de las unidades de transformación AT/MT existentes, lo que podría corregirse mediante modificaciones a través del sistema de distribución, permitiendo con ello postergar la necesidad de incorporar una obra de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal E
17	Ampliación S/E Ovalle	CGE	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Ovalle. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, se detectó un desbalance importante en el nivel de cargabilidad de las unidades de transformación AT/MT existentes, lo que podría corregirse mediante modificaciones a través del sistema de distribución, permitiendo con ello postergar la necesidad de incorporar una obra de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal E
18	Ampliación S/E Cerrillos	CGE	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal B
19	Ampliación S/E Duqueco	CGE	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal E
20	Ampliación S/E Villarrica	CGE	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			seguridad realizada para el proyecto.	
21	Ampliación S/E Lautaro	CGE	Esta Comisión autorizó, mediante la Resolución Exenta N° 682 de 2019, la ejecución de la obra urgente denominada "Subestación Nueva Pillanlelbún", perteneciente a Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., de acuerdo a lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicho proyecto tiene como propósito atender similares requerimientos que el proyecto presentado, razón por la cual se determina que no corresponde su incorporación al presente plan de expansión.	Zonal E
22	Ampliación S/E Ranguili	CGE	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Ranguilí. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, se detectó un desbalance importante en el nivel de cargabilidad de las unidades de transformación AT/MT existentes, lo que podría corregirse mediante modificaciones a través del sistema de distribución, permitiendo con ello postergar la necesidad de incorporar una obra de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal E
23	Ampliación LT 1x66 kV Talca - Piduco	CGE	Si bien se detecta un requerimiento de expansión de capacidad de transporte en la línea 1x66 kV Talca - Piduco, con el objetivo de abastecer los crecimientos de demanda en la ciudad de Talca, esta Comisión ha propuesto la obra "Nueva S/E El Ruil", como medida para enfrentar dichos requerimientos. Lo anterior se debe a que, según el proyecto presentado por el promotor, la S/E Piduco debiera expandir su capacidad de transformación AT/MT para efectos de dar sentido al aumento de capacidad de la línea, lo que se visualiza complejo dada la zona de emplazamiento de dicha subestación, razón que ha motivado la alternativa de la S/E El Ruil como nuevo punto de abastecimiento de la ciudad de Talca.	Zonal E
24	Ampliación S/E Las Encinas	CGE	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal E
25	Ampliación LT 1x110 kV Choapa - Quínquimo	CGE	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior, en particular se debe a que no existen eventos en el registro de fallas del tramo para los últimos 5 años, de modo que pudiesen ser consideradas en la evaluación. Sin perjuicio de lo antes señalado, en el presente Plan de Expansión se incorporó la obra Nueva S/E La Ligua, la cual, desde el punto de vista del sistema de transmisión zonal, tiene como objetivo entregar un nuevo punto de abastecimiento a la zona en la cual se encuentra emplazada la S/E Quínquimo. Por lo tanto, dados los argumentos esgrimidos anteriormente, este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal B
26	Ampliación S/E Teno	CGE	De acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del Artículo 89° de la LGSE, “no corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente”, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal E
27	Ampliación LT 1x66 kV Temuco - Pumahue Nº1	CGE	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior, en particular se debe a que no existen eventos en el registro de fallas del tramo para los últimos 5 años, de modo que pudiesen ser consideradas en la evaluación. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	
28	Aumento Capacidad LT 44 kV Las Vegas - Rungue	Chilquinta	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal C
29	Nueva S/E Seccionadora Alto Quilpué 220 kV	Chilquinta	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal C
30	Aumento Capacidad LT 110 kV Alto Melipilla - San Antonio	Chilquinta	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal C
31	Proyecto Seccionadora Quilpué y LT 110 kV	Chilquinta	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumpliría con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal C
32	Aumento Capacidad LT 44 kV Catemu - Los Ángeles	Chilquinta	El proyecto presentado corresponde a la ampliación de una instalación perteneciente al segmento de Transmisión Dedicada, cuyas expansiones no corresponde abarcar dentro del proceso anual de expansión de la transmisión, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal C
33	Nueva Subestación Olmué 110/12 kV y LT 2x110 kV Tap Olmué - Olmué	Chilquinta	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal C
34	Subestación Seccionadora Nueva Rungue 110/44 kV	Chilquinta	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto	Zonal C

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	
35	Proyecto Nueva S/E Santo Domingo y LT 110 kV	Chilquinta	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal C
36	Ampliación S/E Nueva Panquehue 44 kV - ALT2	Chilquinta	El proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la seguridad de servicio en la zona y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal C
37	Ampliación LT 44 kV Calera - Melón	Chilquinta	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el	Zonal C

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	
38	Ampliación LT 44 kV Nueva Chagres - Catemu	Chilquinta	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumpliría con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal C
39	Ampliación S/E Agua Santa 60 kV	Chilquinta	De acuerdo a lo señalado por el promotor, el proyecto presentado se justificaría por el nivel de consumo de potencia reactiva en la unidad de transformación 220/110 kV de la S/E Agua Santa. Por su parte, se encuentra en proceso de ejecución la obra de ampliación "Segundo transformador 220/110 kV en S/E Agua Santa", el cual no contaría con BBCC en su terciario, a diferencia de la unidad existente. Sin embargo, a partir de los registros de consumo de potencia reactiva presentados por la empresa, los cuales corresponden a registros que consideran sólo una unidad en servicio, es posible concluir que no se requiere mayor grado de compensación reactiva, ya que el consumo de potencia reactiva en el tramo se debiera reducir en torno a un 50% con la instalación de la segunda unidad, por efecto de la reducción de impedancia del tramo de transformación. Dado lo anterior, no se incorpora este proyecto en el presente Plan de Expansión.	Zonal C
40	Aumento Capacidad S/E Peñablanca 110 kV	Chilquinta	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Peñablanca. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Adicionalmente, es importante señalar que, en el presente Plan de Expansión se ha incorporado el proyecto "Ampliación S/E Quilpué", consistente en un aumento de capacidad de transformación en dicha subestación, lo que permitirá enfrentar una parte de los crecimientos señalados en la justificación entregada por el proponente. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal C

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
41	Ampliación S/E Nueva Panquehue 44 kV - ALT1	Chilquinta	El proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la seguridad de servicio en la zona y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal C
42	Ampliación S/E Algarrobo Norte 66 kV	Chilquinta	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Algarrobo Norte. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal C
43	Aumento Capacidad TR1 SE San Rafael 110 kV	Chilquinta	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y evacuación de proyectos definidos como PMGD. Si bien los resultados del análisis de suficiencia concluyen que se requiere un transformador AT/MT en esta subestación, este es incorporado como obra de ampliación en la S/E Nueva San Rafael, debido al menos a los siguientes argumentos: (i) contar con mayores holguras en los tramos de Transporte Nueva San Rafael 110->Tap San Rafael 110 y Tap San Rafael 110->San Rafael 110, (ii) aumento en la seguridad del sistema de transmisión de la zona respecto del proyecto presentado y (iii) mayor aporte a la distribución del sistema.	Zonal C
44	Aumento Capacidad TR3 110/23 kV S/E San Rafael 110 kV	Chilquinta	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de	Zonal C

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	
45	Aumento Capacidad S/E El Melón 44 kV	Chilquinta	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal C
46	Ampliación S/E Playa Ancha 110 kV	Chilquinta	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Playa Ancha. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal C
47	Ampliación S/E Concón 110 kV	Chilquinta	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior, en particular se debe a que no existen eventos en el registro de fallas de la línea Concón - Toquemada 110 kV durante los últimos 5 años. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de	Zonal C

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			seguridad realizada para el proyecto.	
48	Ampliación S/E Alto Melipilla BBCC	Chilquinta	De acuerdo a lo señalado por el promotor, el proyecto presentado se justificaría por el nivel de consumo de potencia reactiva en la unidad de transformación 220/110 kV de la S/E Alto Melipilla. Por su parte, se encuentra en proceso de ejecución la obra de ampliación "Segundo transformador 220/110 kV en S/E Alto Melipilla", el cual no contaría con BBCC en su terciario, a diferencia de la unidad existente. Sin embargo, a partir de los registros de consumo de potencia reactiva presentados por la empresa, los cuales corresponden a registros que consideran sólo una unidad en servicio, es posible concluir que no se requiere mayor grado de compensación reactiva, ya que el consumo de potencia reactiva en el tramo se debiera reducir entorno a un 50% con la instalación de la segunda unidad, por efecto de la reducción de impedancia del tramo de transformación. Dado lo anterior, no se incorpora este proyecto en el presente Plan de Expansión.	Zonal E
49	Incorporación de Banco de Autotransformadores Nº2 de 500/220 kV en S/E Cumbres	Colbún	Se incorpora proyecto equivalente denominado "Ampliación en S/E Cumbre".	Nacional
50	Ampliación de capacidad de la futura línea de transmisión 2x220 kV Nueva Pelambres - Quillota	Colbún	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no fue incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
51	Tendido del Segundo Circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Lagunas	Colbún	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no fue incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
52	Ampliación Sistema de Transmisión Zonal Aconcagua 110 kV	Colbún Transmisión	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a las SS/EE San Rafael y San Felipe. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Se hace notar que la propuesta presentada considera la operación cerrada del tramo 1x110 kV Esperanza - Las Vegas, condición distinta a la considerada por esta Comisión para el desarrollo de las simulaciones utilizadas para el análisis de la obra. Esta diferencia de criterio influye considerablemente en los resultados del análisis, no encontrándose beneficios suficientes que justifiquen la operación cerrada del tramo señalado. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica realizada para el proyecto.	Zonal C
53	Normalización del Anillo de 220 kV de S/E Colbún	Colbún Transmisión	De acuerdo a lo señalado por el promotor, el proyecto presentado fue propuesto con el objetivo de dar cumplimiento a los requerimientos de diseño establecidos en la NTSyCS para instalaciones de transmisión sobre nivel de tensión de 200 kV. Por su parte, de acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del Artículo 89° de la LGSE, “no corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente”, razón por la cual este proyecto no fue	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			incorporado en el presente Plan de Expansión.	
54	Aumento Capacidad LT 110 kV Ventanas - Torquemada	Compañía Transmisora del Norte Grande (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existiría ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal C
55	Aumento Capacidad LT 110 kV Tap Batuco - Punta Peuco	Compañía Transmisora del Norte Grande (CTNG)	De acuerdo a los resultados del análisis de seguridad realizado según lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D
56	Aumento Capacidad LT 110 kV San Pedro - Tap Pachacama	Compañía Transmisora del Norte Grande (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal C
57	Aumento Capacidad LT 110 kV Tap Pachacama - Las Vegas	Compañía Transmisora del Norte Grande (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal C
58	Aumento Capacidad LT 110 kV Los Libertadores - Tap Batuco	Compañía Transmisora del Norte Grande (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que la ENS que existe frente a una contingencia en el tramo, estaría asociada únicamente al tramo Cerro Navia - Tap Los Libertadores, y no a la falta de capacidad del resto del tramo. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D
59	Ampliación S/E Punta Peuco	Compañía Transmisora del Norte Grande (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D
60	Aumento Capacidad LT 110 kV Cerro Navia - Los Libertadores	Compañía Transmisora del Norte Grande (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
61	Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional	Consorcio Valhalla-EDF	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
62	Segundo Banco de Autotransformadores 500/220, de 750 MVA en la S/E Cumbre	Diego de Almagro Transmisora de Energía	Se incorpora proyecto equivalente denominado "Ampliación en S/E Cumbre".	Nacional
63	Nueva Línea 2x500 kV entre S/E Kimal y S/E Centinela y Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220/66 kV en S/E Nueva Centinela	Enel	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto si bien presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe, se evaluó un proyecto alternativo consistente en “aumento de capacidad 2x220 kV Kimal - Encuentro” y “aumento de capacidad 1x110 kV Laberinto – El Cobre”, los cuales presentaron mayores beneficios. Sin embargo, ambos proyectos alternativos presentados por esta Comisión pueden ser postergados y revisados en un siguiente Plan de Expansión. Debido a lo expuesto, el proyecto presentado por el promotor no es incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
64	Reemplazo de conductores de la línea 2x220 kV Andes - Nueva Zaldívar	Enel	El proyecto presentado corresponde a la ampliación de una instalación perteneciente al segmento de Transmisión Dedicada, cuyas expansiones no corresponde abarcar dentro del proceso anual de expansión de la transmisión, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Nacional
65	Ampliación en S/E Cumbre	Enel	Se incorpora proyecto equivalente denominado "Ampliación en S/E Cumbre".	Nacional
66	Nueva línea 2x220 kV Illapa - Cumbre	Enel	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
67	Subestación Seccionadora Nueva Paposo 220 kV	Enel	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
68	Ampliación en S/E Illapa	Enel	Se incorpora proyecto equivalente.	Nacional
69	Nueva Subestación Providencia	Enel Distribución	Si bien se detectó la necesidad, se incorporó el proyecto de similares características propuesto por el Coordinador, denominado "Nueva S/E Mapocho", razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal D

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
70	Ampliación S/E Los Almendros y Refuerzo Línea Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV	Enel Distribución	Se incorporó el proyecto "S/E Baja Cordillera", el que presenta similares características y entregó mayores beneficios en términos de eficiencia operacional, razón por la cual no es incorporado el proyecto presentado por el promotor en el presente Plan de Expansión.	Zonal D
71	Segunda Vinculación 110 kV S/E Lo Aguirre y S/E Lo Prado	Enel Distribución	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D
72	Refuerzo Tramo Florida - Tap La Reina 110 kV	Enel Distribución	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D
73	Ampliación S/E Santa Marta	Enel Distribución	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior debido a que, para efectos del análisis desarrollado, se consideran traspasos de carga desde S/E Santa Marta hacia S/E Padre Hurtado. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D
74	Ampliación S/E Lo Prado	Enel Distribución	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D
75	Ampliación S/E Quilicura	Enel Distribución	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D
76	Refuerzo Tramo Chena - Tap Santa Marta 110 kV	Enel Distribución	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior, en particular se debe a que no existen eventos en el registro de fallas del tramo para los últimos 5 años, de modo que pudiesen ser consideradas en la evaluación. Por lo tanto, el presente proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D
77	Nueva S/E El Manzano	Engie	Proyecto no resulta eficiente debido a que al comparar la minimización de costos respecto de su conexión en la actual S/E El Manzano, de propiedad de Enel Distribución, así como en la S/E Polpaico, de propiedad de Transelec, no resulta ser la alternativa más económica para el sistema.	Zonal D
78	Ampliación S/E Roncacho	Engie	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior, en particular se debe a que no existen eventos en el registro de fallas del tramo para los últimos 5 años, de modo que pudiesen ser consideradas en la evaluación. Por lo tanto, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal A

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
79	Nueva Línea Pukará - Arica 66 kV	Engie	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior, en particular se debe a que no existen eventos en el registro de fallas del tramo para los últimos 5 años, de modo que pudiesen ser consideradas en la evaluación. Por lo tanto, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal A
80	Subestación Seccionadora Teno 2x154 kV, polo de desarrollo de proyectos de energía renovable en la zona	Grenergy Renovables	El proyecto fue presentado con motivo de permitir la conexión de un proyecto de generación. Sin embargo, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. En este sentido, no se encuentra justificación suficiente como para desarrollar un proyecto que formaría parte del sistema de transmisión zonal, que sea gatillado por efecto de la conexión de proyectos de generación. Por otra parte, es relevante señalar que los plazos involucrados en la concreción de una nueva instalación como la propuesta, resultaría incompatible con la ejecución del proyecto de generación indicado como justificación, de acuerdo al cronograma presentado por el proponente, quien indica que la puesta en servicio del proyecto de generación estaría contemplada para el segundo semestre de 2020, mientras que, de incorporarse este proyecto en el presente Plan de Expansión, la subestación estaría operativa alrededor del mes de febrero de 2024, aproximadamente.	Zonal E
81	S/E Los Rulos	Inkia	El proyecto fue evaluado en términos minimizar los costos de inversión, operación y falla del proyecto, en este caso, se evaluó la alternativa de conexión en S/E Polpaico, la cual minimiza dicha función objetivo. Dado lo anterior, no se incorpora este proyecto en el presente Plan de Expansión.	Nacional
82	Aumento de Capacidad LT 66 kV Tap Algarrobo - Totoral - ALT2	Litoral	Se incorpora proyecto alternativo compuesto por las obras "Nueva S/E Seccionadora Los Poetas" y "Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo - Los Poetas", el cual aumentará la seguridad del sistema. Por lo tanto, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal C
83	Aumento de Capacidad LT 66 kV Tap Algarrobo - Las Balandras - ALT1	Litoral	Se incorpora proyecto alternativo compuesto por las obras "Nueva S/E Seccionadora Los Poetas" y "Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo - Los Poetas"", el cual aumentará la seguridad del sistema. Por lo tanto, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal C
84	Aumento cap LT 66 kV Tap Tototal - Totoral (Nueva LT y Nueva S/E Tap) - ALT3	Litoral	Se incorpora proyecto alternativo compuesto por las obras "Nueva S/E Seccionadora Los Poetas" y "Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo - Los Poetas"", el cual aumentará la seguridad del sistema. Por lo tanto, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal C
85	Aumento Capacidad Linares Norte 66/13,2 kV	LuzLinares	Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal E
86	Nueva Subestación Buli 154/23/13,2 kV y Seccionamiento LT 1x154 kV	LuzParral	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E San Gregorio, proporcionando un nuevo punto de abastecimiento para las zonas	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			rurales de San Carlos y Ñiquén. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	
87	Ampliación S/E Paso Hondo	LuzParral	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal E
88	Nueva S/E Seccionadora Longotoma 220 kV	Pyxis Ingeniería SpA	Se incorpora proyecto alternativo denominado "Nueva S/E La Ligua", el cual se encuentra en las cercanías del proyecto presentado por el promotor, pero que además permite ser un apoyo al sistema zonal que se encuentra en la zona.	Zonal C
89	Ampliación S/E Quereo 110 kV	Pyxis Ingeniería SpA	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la	Zonal B

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	
90	Ampliación S/E Pichil 66 kV	Pyxis Ingeniería SpA	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal F
91	Proyecto nueva Línea costera Lagunillas - Ciruelos 2x220 kV y S/E Nueva Tres Pinos 220/66 kV 120 MVA	Saesa	El proyecto fue presentado considerando su eventual aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Zonal E y F
92	Proyecto nueva S/E Pejerrey 220/154 kV 150 MVA, nueva Línea San Fabián - Monterrico 1x220 kV y nueva línea Monterrico - Entre Ríos 1x220 kV	Saesa	El proyecto fue presentado considerando su eventual aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional-Zonal E-Dedicada
93	Proyecto S/E Nueva Tolpán 220/66 kV 2x90 MVA, Nueva línea Nueva Tolpán - Nueva Renaico 1x220 kV, Nueva Tolpán - Negrete 2x66 kV, Nueva Tolpán - Nahuelbuta 2x66 kV y Nahuelbuta - Angol	Saesa	El proyecto fue presentado considerando su eventual aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente plan de expansión.	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
	2x66 kV		Sin perjuicio de lo anterior, en el presente Plan de Expansión se promueve una solución compuesta por los proyectos "Nueva S/E La Invernada" y "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu", entregando: (i) capacidad de evacuación para las centrales eólicas de la zona, y (ii) entregando suficiencia en el abastecimiento a las demandas de la zona. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación del esperada del sistema.	
94	Proyecto nueva S/E Lago Ranco 110/23 kV 16 MVA y línea Chirre - Lago Ranco 1x110 kV	Saesa	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal F
95	Proyecto nueva S/E Barros Arana 110/23 kV 16 MVA y línea Río Toltén - Barros Arana 1x110 kV	Saesa	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal F
96	Proyecto nueva S/E Los Muermos 110/23 kV 16 MVA y línea El Empalme - Los Muermos 1x110 kV	Saesa	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la comuna de Los Muermos, actualmente abastecida desde las SS/EE Melipulli y El Empalme. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal F
97	Proyecto nueva S/E Licanray 66/23 kV 16 MVA y línea Villarica - Licanray 1x66 kV	Saesa	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal E
98	Proyecto nueva S/E Santa Juana 66/13,2 kV 16 MVA y línea Lota - Santa Juana 1x66 kV	Saesa	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la seguridad y calidad de servicio al cliente final, especialmente para aquellos ubicados en la comuna de Santa Juana, región del Bío Bío. Sin embargo, los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto. En todo caso, resulta pertinente mencionar que, en el presente Plan de Expansión, se incorpora la obra "Ampliación en S/E Laja", la cual considera un aumento de capacidad de transformación en la S/E Laja, lo que permite aportar suficiencia en la zona.	Zonal E
99	S/E Llanquihue: Seccionamiento línea Rahue - Pto Montt 220 kV circuito Nº2	Saesa	De acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del Artículo 89° de la LGSE, “no corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente”, razón por la cual este proyecto no fue incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal F
100	S/E Ancud: Aumento de potencia nuevo transformador 110/23 kV 16 MVA y Barra 23 kV	Saesa	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal F

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
101	S/E Pichil: Aumento de potencia nuevo transformador 66/23 kV 16 MVA y Barra 23 kV	Saesa	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal F
102	Proyecto Nueva S/E Labranza 66/23 kV 16 MVA	Saesa	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas al sector Labranza, ubicado en la zona poniente de la ciudad de Temuco, permitiendo tomar parte de los crecimientos futuros ubicados en esa zona. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal E
103	S/E Puerto Varas: Aumento de potencia nuevo transformador 66/23 kV 30 MVA y Barra 23 kV	Saesa	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Puerto Varas en 23 kV. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Es necesario señalar que en las cercanías se encuentra la S/E Sangra, la cual puede apoyar en el abastecimiento a la S/E Puerto Varas. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal F
104	S/E Dalcahue: Aumento de potencia nuevo transformador 110/23 kV 16 MVA y Barra 23 kV	Saesa	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal F
105	S/E Los Lagos: Aumento de potencia nuevo transformador 66/13,2 kV 16 MVA y Barra 13,2 kV	Saesa	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal F
106	S/E Pid Pid: Aumento de potencia nuevo transformador 110/23 kV 16 MVA y Barra 23 kV	Saesa	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Pid Pid. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal F
107	S/E Puerto Varas: Nueva Barra 66 kV (Barra 2) y acometida línea Melipulli - Puerto Varas 2x66 kV	Saesa	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal F
108	S/E Aihuapi: Aumento de potencia nuevo transformador 66/23 kV 16 MVA	Saesa	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal F
109	S/E Panguipulli: Seccionamiento línea	Saesa	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el	Zonal F

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
	Pullinque - Los Lagos 66 kV circuito Nº1		proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	
110	Nueva S/E Seccionadora Altos de Higuarane	Skysolar	El proyecto fue evaluado en términos de su aporte a la operación eficiente del sistema al considerar la conexión de la central Arica II (88 MW) en este nuevo punto de inyección, en relación con la conexión de dicho proyecto en la S/E Parinacota (punto existente más cercano). De la anterior comparación se concluyó que existe una minimización de costos al conectarlo en S/E Parinacota y no en la propuesta por el promotor. Dado lo anterior, no se incorpora este proyecto en el presente Plan de Expansión.	Nacional
111	Medición y Monitoreo de Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional para Mejorar la Seguridad y Calidad de Servicio	Surenergia + Metrum Sweden	El proyecto fue presentado en virtud de su eventual aporte a la seguridad y calidad de servicio del Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, no se logran identificar con claridad los eventuales beneficios que el proyecto entregaría al sistema, de modo que no ha sido posible aplicar la metodología descrita en el punto 6.4.3 del presente informe, de modo que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.	Nacional
112	Nueva S/E Mapocho	Transelec	Se incorporó el proyecto de similares características propuesto por el Coordinador, denominado "Nueva S/E Mapocho".	Zonal D
113	Aumento de Capacidad de la Línea 2x220 kV Las Palmas - Los Vilos	Transelec	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
114	Nueva S/E Oriente	Transelec	Se incorporó el proyecto "S/E Baja Cordillera", el que presenta similares características y entregó mayores beneficios en términos de eficiencia operacional, razón por la cual no es incorporado este proyecto.	Zonal D
115	Aumento de Capacidad de la Línea 2x220 kV Pichirropulli - Rahue	Transelec	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente plan de expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
116	Ampliación S/E Concepción 220 kV	Transelec	El proyecto presentado fue propuesto con el objetivo de dar cumplimiento a los requerimientos de diseño establecidos en la NTSyCS para instalaciones de transmisión sobre nivel de tensión de 200 kV. Por su parte, de acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del Artículo 89° de la LGSE, “no corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente”, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Nacional
117	Ampliación S/E Charrúa	Transelec	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Charrúa en 13,2 kV. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			particular se detectó una incidencia importante del transporte de potencia reactiva en el nivel de cargabilidad del equipo de transformación, siendo incluso mayor al nivel de potencia activa que transita por el equipo, situación que debiera ser abordada desde el sistema de distribución. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	
118	Nueva Línea 1x23 kV El Salado - Chañaral	Transelec	El proyecto fue presentado con motivo de aportar a la seguridad de abastecimiento de la demanda en la comuna de Chañaral. Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumpliría con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, el análisis desarrollado muestra que el proyecto presentado por el promotor no cumple con el objetivo de disminuir la probabilidad de falla ni la ENS. Lo anterior dado que la obra en cuestión se fundamenta en el aporte de la obra complementaria "Ampliación S/E El Salado", la que busca seccionar la línea que 1x110 kV Diego de Almagro – Manto Verde, cuyo propósito es entregar redundancia al sistema de transmisión, especialmente frente a la presencia de aluviones, de los cuales se alimenta la estadística de falla del tramo actual. En este sentido, el análisis mostró que el aporte efectivo de la redundancia señalada sería nulo frente al fenómeno natural señalado, puesto que ambas líneas poseen un trazado prácticamente igual, de modo que no cumple con el propósito buscado. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal B
119	Ampliación S/E Alto Jahuel	Transelec	De acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del Artículo 89° de la LGSE, “no corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente”, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Nacional
120	Ampliación S/E El Salado	Transelec	El proyecto fue presentado con motivo de aportar a la seguridad de abastecimiento de la demanda en la comuna de Chañaral. Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, el análisis desarrollado muestra que el proyecto no cumpliría con el objetivo de disminuir la probabilidad de falla ni la ENS. Lo anterior dado que la obra en cuestión se fundamenta en el aporte de esta frente a fallas en la línea 1x110 kV Diego de Almagro - El Salado, especialmente frente a la presencia de aluviones, de los cuales se alimenta la estadística de falla del tramo actual. En este sentido, el análisis mostró que el aporte efectivo de la redundancia señalada sería nulo frente al fenómeno natural señalado, puesto que ambas líneas poseen un trazado prácticamente igual, de modo que no cumple con el propósito buscado. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal B
121	Ampliación S/E Temuco 66 kV	Transelec	De acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del Artículo 89° de la LGSE, “no corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente”, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal F
122	Normalización Tap-off Panguipulli, línea Pullinque - Los Lagos	Transelec	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal F
123	Normalización llegada línea 2x220 kV San Luis - Quillota a	Transquillota	De acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del Artículo 89° de la LGSE, “no corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
	S/E Quillota		necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente", razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	
124	Mejoramiento de las Restricciones de Transmisión Línea 1x66 kV Los Ángeles - Colipulli	WPD	Si bien se detecta la presencia de congestiones por efectos de las inyecciones de centrales de la zona, así como requerimientos por efecto del aumento de demanda local, esta Comisión promueve una solución alternativa compuesta conjuntamente por los proyectos "Nueva S/E La Invernada" y "Nueva S/E Epuleufu", razón por la cual este proyecto no es incorporado en este Plan de Expansión.	Zonal E
125	SE Santa Raquel: Nuevo transformador 110/12,5 kV 50 MVA	Coordinador Eléctrico Nacional	Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal D
126	SE Hualañé	Coordinador Eléctrico Nacional	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Hualañé. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal E
127	SE Lo Boza: Reemplazo Unidad 110/12 kV – 22,4 MVA por unidad de 110/12 kV – 50 MVA.	Coordinador Eléctrico Nacional	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D
128	SE Maipu: Reemplazo Unidad 110/12 kV – 22,4 MVA por unidad de 110/12 kV – 50 MVA.	Coordinador Eléctrico Nacional	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal D
129	SE Monte Patria	Coordinador Eléctrico Nacional	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Monte Patria. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal B
130	SE Pajaritos: Nueva Unidad 110/12 kV – 50 MVA.	Coordinador Eléctrico Nacional	El proyecto no fue incorporado debido a que la empresa propietaria de la instalación indicó en la presentación de sus propuestas, que la S/E Pajaritos manejará un único nivel de tensión (12 kV), de modo que el transformador que actualmente abastece cargas en 23 kV será traspasado a 12 kV (ya que posee ambos niveles de tensión en MT). Dado lo anterior, no se requeriría el proyecto propuesto.	Zonal D
131	SE Villa Prat	Coordinador Eléctrico Nacional	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Villa Prat. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal E
132	SE Algarrobo Norte: Nueva Unidad 110/12 kV – 20 MVA.	Coordinador Eléctrico Nacional	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Algarrobo Norte.	Zonal C

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	
133	Ampliación S/E Ovalle	Coordinador Eléctrico Nacional	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Ovalle. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, se detectó un desbalance importante en el nivel de cargabilidad de las unidades de transformación AT/MT existentes, situación que se podría modificar, mitigando así la situación planteada por la empresa proponente. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal B
134	Ampliación S/E Pillanlelbún: Reemplazo de la Unidad 66/23 kV – 5 MVA por unidad de 66/23 kV – 10 MVA	Coordinador Eléctrico Nacional	Esta Comisión autorizó, mediante la Resolución Exenta N° 682 de 2019, la ejecución de la obra urgente denominada "Subestación Nueva Pillanlelbún", perteneciente a Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., de acuerdo a lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicho proyecto tiene como propósito atender similares requerimientos que el proyecto presentado, razón por la cual se determina que no corresponde su incorporación al presente plan de expansión.	Zonal E
135	Ampliación S/E Ranguili	Coordinador Eléctrico Nacional	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Ranguilí. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, se detectó un desbalance importante en el nivel de cargabilidad de las unidades de transformación AT/MT existentes, situación que se podría modificar, mitigando así la situación planteada por la empresa proponente. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal E
136	Aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x110 kV de 51 km Choapa – Illapel.	Coordinador Eléctrico Nacional	Proyecto fue incorporado en el Plan de Expansión 2018, razón por la cual, no se incorpora en el presente Plan de Expansión.	Zonal B
137	SE 220/110 kV Los Almendros. Nueva Unidad 220/110 kV – 400 MVA.	Coordinador Eléctrico Nacional	Si bien se detectó la necesidad, se incorporó el proyecto "S/E Baja Cordillera", el que presenta similares características y entregó mayores beneficios en términos de eficiencia operacional, razón por la cual el proyecto presentado por el promotor no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal D
138	Ampliación SE Costanera: Nueva Unidad 110/12 kV – 50 MVA.	Coordinador Eléctrico Nacional	Esta Comisión autorizó, mediante la Resolución Exenta N° 826 de 2019, la ejecución de la obra urgente denominada "Ampliación en S/E Puente Alto y Ampliación en S/E Costanera", perteneciente a Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A, de acuerdo a lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicho proyecto tiene como propósito atender similares requerimientos que el proyecto presentado, razón por la cual se determina que no corresponde su incorporación al presente plan de expansión.	Zonal D
139	Línea 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo. Aumento de capacidad	Coordinador Eléctrico Nacional	No se observan problemas de suficiencia en la línea de transmisión en cuestión, considerando demanda máxima coincidente para las cargas de la zona, al año 2025. Dado lo anterior, no se incorpora la obra en el presente Plan de Expansión.	Zonal D
140	Línea 2x110 kV Tap Santa	Coordinador	No se observan problemas de suficiencia en la línea de transmisión en	Zonal D

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
	Raquel – Santa Rosa Sur. Aumento de capacidad	Eléctrico Nacional	cuestión, considerando demanda máxima coincidente para las cargas de la zona, al año 2025. Dado lo anterior, no se incorpora la obra en el presente Plan de Expansión.	
141	Línea 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor. Aumento de capacidad	Coordinador Eléctrico Nacional	No se observan problemas de suficiencia en la línea de transmisión en cuestión, considerando demanda máxima coincidente para las cargas de la zona, al año 2025. Dado lo anterior, no se incorpora la obra en el presente Plan de Expansión.	Zonal D
142	Ampliación LT 1x66 kV Talca - Piduco	Coordinador Eléctrico Nacional	Si bien se detectó la necesidad, se incorporó el proyecto "Nueva S/E El Ruil", la que, se espera, pueda tomar los crecimientos de demanda asociados actualmente a la S/E Piduco.	Zonal E
143	Aumento de Capacidad de Transmisión de la Línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo	Coordinador Eléctrico Nacional	No se observan problemas de suficiencia en la línea de transmisión en cuestión, considerando demanda máxima coincidente para las cargas de la zona, al año 2025. Dado lo anterior, no se incorpora la obra en el presente Plan de Expansión.	Zonal E
144	Ampliación barra 66 kV S/E Teno	Coordinador Eléctrico Nacional	De acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del Artículo 89° de la LGSE, “no corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente”, razón por la cual este proyecto no fue incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal E
145	Aumento de Capacidad S/E Parral. Instalación BBCC 15 MVAr.	Coordinador Eléctrico Nacional	En los análisis realizados no se observaron niveles de tensión por debajo de lo permitido en la NTSyCS para estado normal. Lo anterior, considerando una condición de demanda máxima coincidente para las cargas comprendidas entre las SS/EE Charrúa y Parral, al año 2030, razón por la cual no se consideró pertinente la incorporación del proyecto al presente Plan de Expansión.	Zonal E
146	Aumento de Compensación Reactiva Zona Jahuel – Charrúa.	Coordinador Eléctrico Nacional	En el caso de las SS/EE Villa Prat y Parronal, no se detecta la necesidad, puesto que la tensión en 66 kV se encontraría dentro de los límites establecidos por la NTSyCS, al año 2025, considerando una condición de demanda máxima coincidente para las cargas comprendidas en el tramo Mataquito - Los Maquis 66 kV. Por su parte, para las SS/EE Portezuelo, Lihueimo, Paniahue, La Esperanza, Marchigüe y Alcones, tampoco se detectó la necesidad, ya que la tensión en 66 kV de las barras de dichas SS/EE se encontraría dentro de los límites establecidos por la NTSyCS, considerando una condición de demanda máxima coincidente al año 2025 y la materialización del proyecto "Nueva Línea de Transmisión 1x66 kV Portezuelo - Alcones", incorporada en el presente Plan de Expansión. Dado lo anterior, no se consideró pertinente la incorporación del proyecto al presente Plan de Expansión.	Zonal E
147	Ampliación LT 1x66 kV Temuco - Pumahue Nº1	Coordinador Eléctrico Nacional	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior, en particular se debe a que no existen eventos en el registro de fallas del tramo para los últimos 5 años, de modo que pudiesen ser consideradas en la evaluación, razón por la cual no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal F
148	Ampliación LT 1x66 kV Pumahue - Chivilcán	Coordinador Eléctrico Nacional	En los análisis realizados no se observaron problemas de suficiencia hasta, al menos, el año 2030. Lo anterior considerando una estimación propia de la capacidad térmica de la línea, la cual se determinó de acuerdo al estándar IEEE 738, dado que la curva de capacidad con la que se cuenta no parece consistente con una línea de dos conductores Butte por fase, razón por la cual no se consideró pertinente la incorporación del proyecto al presente Plan de Expansión.	Zonal F
149	Ampliación S/E Hospital	Coordinador Eléctrico Nacional	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Ranguilí. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	

10 ANEXO 2: INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LOS PROYECTOS

10.1 OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

10.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E CÓNDORES 220 KV (2BP+BT)

10.1.1.1 Situación existente

La subestación Cóndores de propiedad de Transemel S.A. se ubica aproximadamente a 571 m.s.n.m, en la región de Tarapacá, comuna de Alto Hospicio.



Figura 41: Área del proyecto S/E Cóndores

La subestación Cóndores tiene un patio de 220 kV en configuración doble barra principal y barra de transferencia y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con tres autotransformadores de poder 220/110/13,8 kV (más unidad de reserva), cada uno de 65/65/13 MVA de capacidad máxima. Cabe señalar que el patio de 220 kV cuenta con 5 interruptores de poder, dos que corresponden a las líneas de Cóndores – Parinacota y Cóndores – Tarapacá, uno asociado al paño autotransformador, otros dos asociados al paño acoplador y paño seccionador de barra.

Además, la subestación posee un patio de 110 kV en configuración barra simple -que se encuentra en proceso de modificación a configuración barra simple más barra de transferencia en concordancia con la obra “Ampliación en S/E Cóndores” del Decreto Exento N° 418 de 2017 del Ministerio de Energía-, con 3 paños de líneas hacia las subestaciones Cerro Dragón/Alto Hospicio, Palafitos y Pacífico; y un patio de media

tensión, al que se conectan dos bancos de condensadores de 15 MVar y un reactor shunt trifásico de 30 MVar.

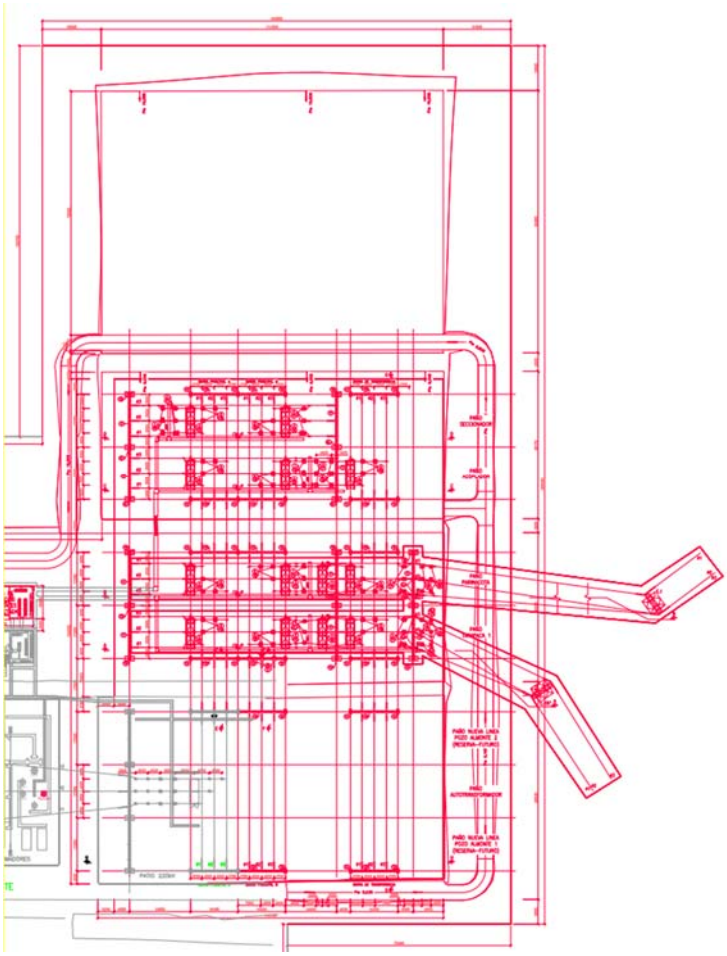


Figura 42: Disposición de equipos S/E Cóndores – Patio 220 kV (En Ejecución)

De acuerdo a la figura anterior, el proyecto actualmente en ejecución "Ampliación y Cambio de Configuración en S/E Cóndores 220 kV" del Decreto Exento N° 373 de 2016 del Ministerio de Energía, incluye la extensión de la barra principal existente, la construcción de una nueva sección de barra principal, una barra de transferencia, y los respectivos paños acoplador y seccionador. Adicionalmente, dicho proyecto incluye el espacio en barra para ambos circuitos de la Línea Nueva Pozo Almonte – Cóndores (sin perjuicio que sólo uno se encuentre en construcción), y considera dejar 4 espacios con terreno nivelado para la conexión de proyectos, al norte del patio de 220 kV. Adicionalmente, debido al cambio de configuración de la subestación (y su ampliación en dirección este), implica el movimiento de las estructuras terminales de las líneas provenientes de S/E Tarapacá y de S/E Parinacota.

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron, tanto del Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental, en lo que refiere a la obra "Ampliación y cambio de Configuración en S/E Cóndores 220 kV", como del Sistema de Información Técnica del

Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.1.1.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliar ambas barras principales de 220 kV, en 4 posiciones.
- Ampliar barra de transferencia en las posiciones correspondientes.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación correspondiente a los 4 espacios con terreno nivelado dejados por la obra "Ampliación y Cambio de Configuración en S/E Cóndores 220 kV" del Decreto Exento N° 373 del 2019, y que se ubican al norte del patio de 220 kV de la subestación.

En consecuencia, se propone la extensión de las instalaciones en la zona identificada en la siguiente imagen.

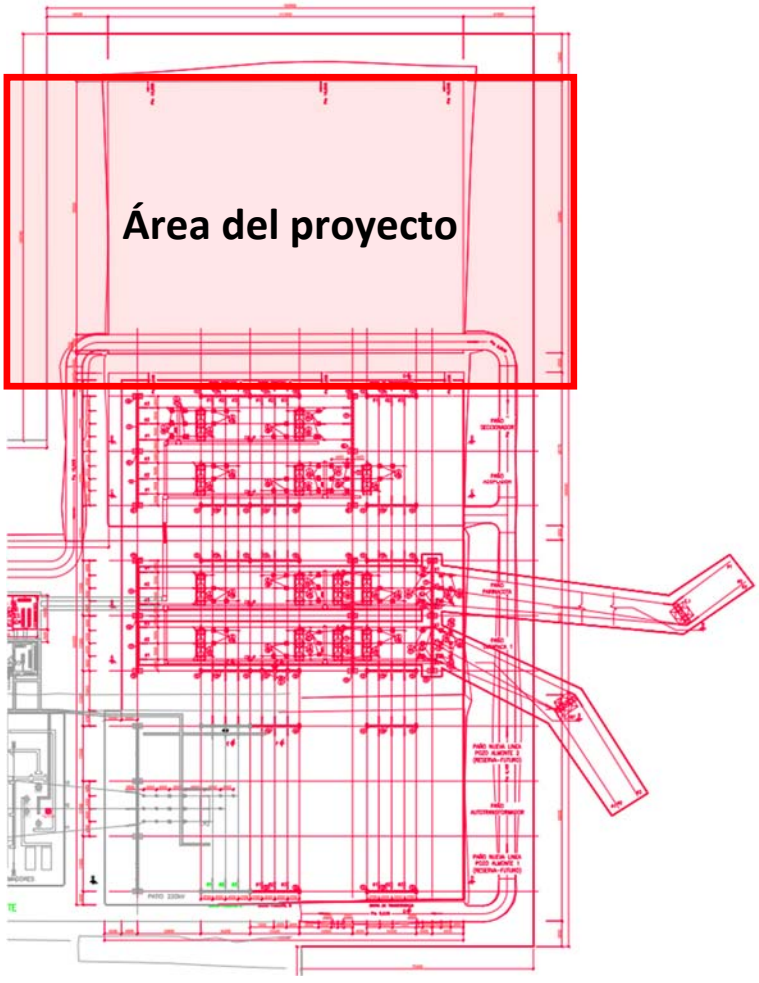


Figura 43: Disposición de equipos S/E Cóndores – Patio 220 kV (Proyectada)

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de marco de barra para la ampliación de barras principales de 220 kV con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Instalación de marco de barra para la ampliación de barrra de transferencia de 220 kV con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Construcción de plataforma para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra.
- Construcción de fundaciones para las extensiones de barra.

10.1.1.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios con terreno nivelado para los requerimientos de la obra a construir. Adicionalmente, no se observan interferencias de importancia para la ejecución de las obras, ni se visualizan otros requerimientos especiales.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.1.1.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Cóndores se consideró lo siguiente.

Tabla 63: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2	630 m
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV y ferretería	18

Tabla 64: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de Barra 245 kV, 2 pilares, 1 viga	6

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales. Lo anterior, toda vez que existen el espacio con terreno nivelado para 4 posiciones según obra en ejecución actualmente.

10.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA POZO ALMONTE 220 KV (IM)

10.1.2.1 Situación existente

La subestación Nueva Pozo Almonte, actualmente en construcción, es de propiedad de la empresa Red Eléctrica del Norte S.A. y se ubica aproximadamente a 1020 m.s.n.m, en la región de Tarapacá, Comuna de Pozo Almonte y con coordenadas referenciales UTM zona 19K: 422013,56 Este, 7753612,10 Sur.

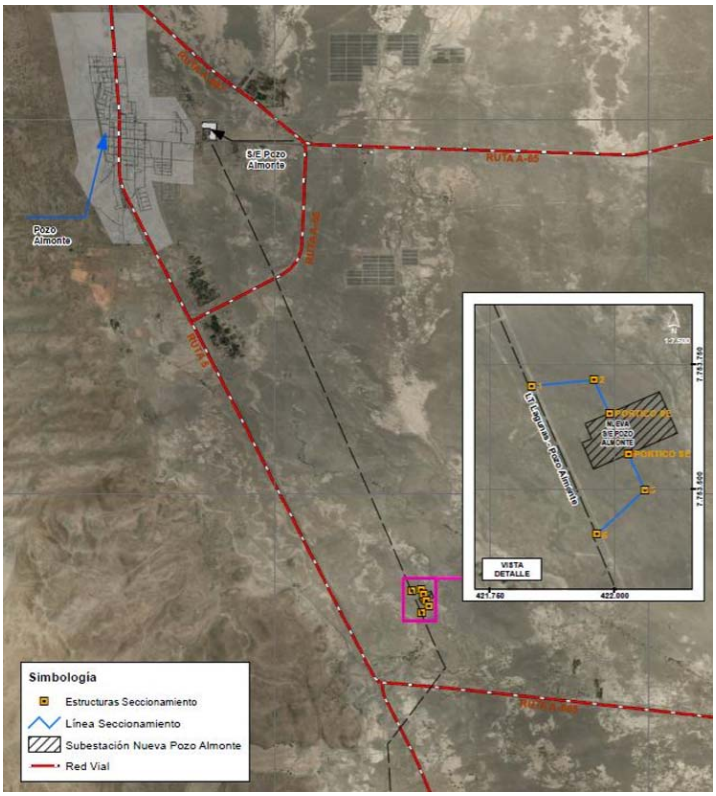


Figura 44: Vista de la ubicación futura de S/E Nueva Pozo Almonte

La subestación Nueva Pozo Almonte, propuesta en el Plan de Expansión Nacional 2015-2016 mediante Decreto Exento N°373 de 2016 del Ministerio de Energía, deberá construir un patio en 220 kV en configuración interruptor y medio, construyendo extensión de

barras para permitir la conexión de los paños relativos al seccionamiento de la línea existente entre Lagunas - Pozo Almonte y de las nuevas líneas hacia Cóndores, Parinacota y el enlace hacia subestación Pozo Almonte, y además dejando espacios suficientes para 3 diagonales en terreno nivelado para futuros proyectos.

De acuerdo a la información que dispone esta Comisión, existe espacio en terreno nivelado hacia el noreste de la subestación que permitiría extender las barras de 220 kV en tres diagonales completas. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la extensión de las barras.

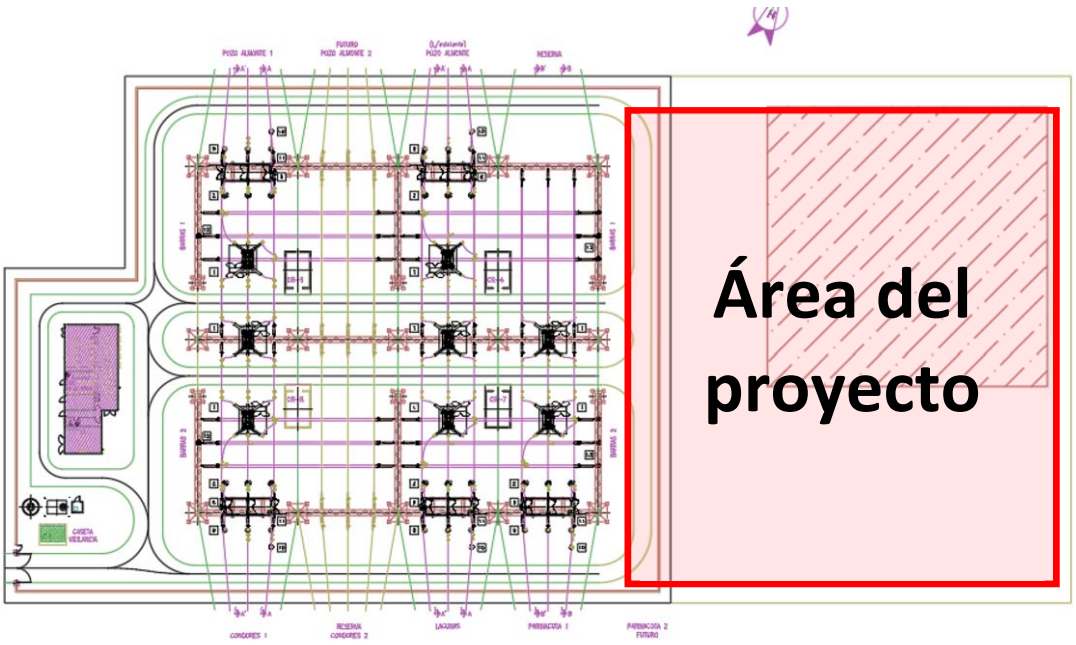


Figura 2: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Nueva Pozo Almonte

10.1.2.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 220 kV en la misma configuración de barras que se encuentra en construcción, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV para tres diagonales completas.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construccion de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.1.2.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

Cabe mencionar que actualmente la subestación se encuentra en construcción, obra que fue fijada mediante Plan de Expansión Nacional 2014-2015 mediante Decreto Exento N° 373 de 2016 del Ministerio de Energía, y cuya fecha de entrada en operación se estima para principios del año 2020, por lo que no se visualizan problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.2.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Nueva Pozo Almonte se consideró lo siguiente.

Tabla 65: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC 1192,5 mm^2 (metros)	961
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV y ferretería	18

Tabla 66: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco Barra 220 kV (2 pilares, 1 viga)	4

10.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E FRONTERA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – ENCUENTRO

10.1.3.1 Situación existente

La Subestación Frontera (ex Quillagua) se encuentra en etapa de construcción, ya que fue incluida en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, Periodo 2015 – 2016, de acuerdo con lo establecido en el Decreto Exento N° 373, del 16 de mayo de 2016 del Ministerio de Energía, y que a la fecha aún no se encuentra en servicio, por lo que no se cuenta con información de las obras definitivas de dicha instalación.

La subestación Frontera se ubicará en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta, con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19K: 446711 Este, 7604905 Sur.



Figura 45: Vista subestación Frontera

La subestación Frontera contará, al momento de su entrada en operación, con un patio en 220 kV configuración interruptor y medio del tipo AIS (Air Insulated Substation). Contendrá 2 diagonales y media, de las cuales las primeras dos se ocupan para seccionar la línea 2x220 kV Crucero – Lagunas y la media diagonal restante se utiliza para la conexión del parque eólico Quillagua.

La disposición de equipos proyectada en subestación Frontera es la siguiente:

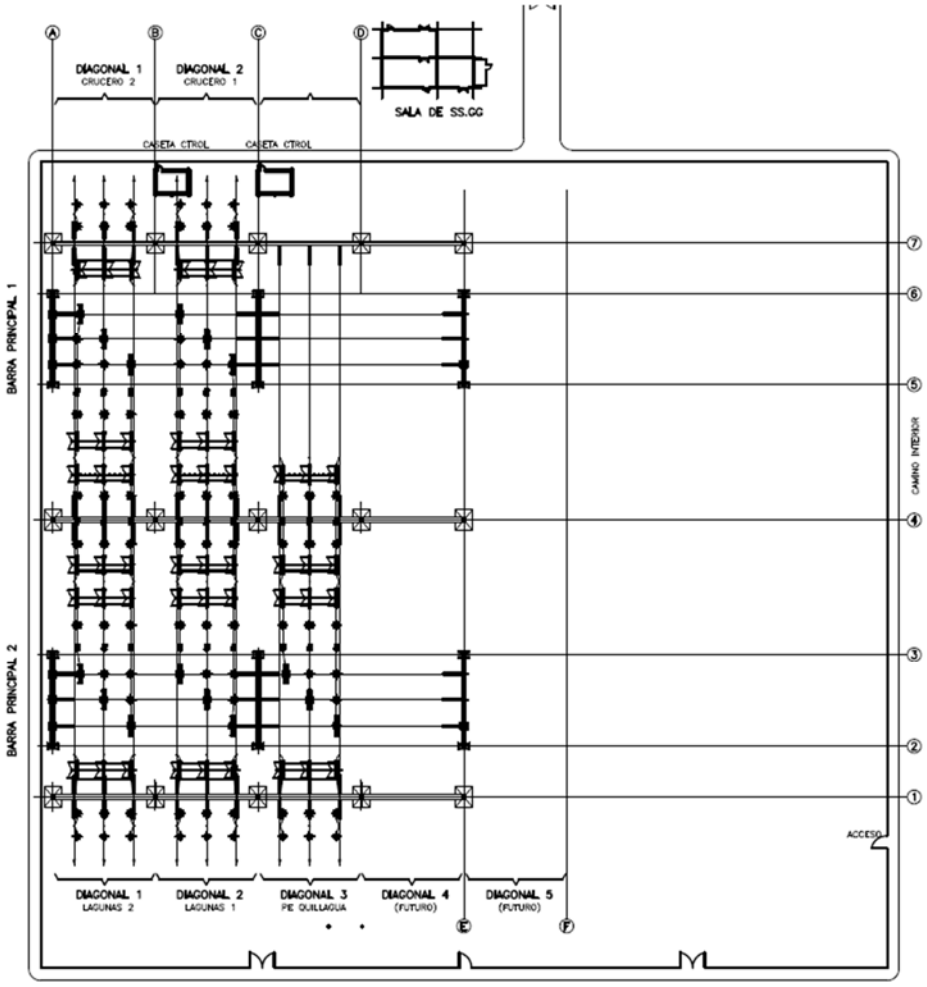


Figura 46: disposición de equipos subestación Frontera

La línea de transmisión 2x220 kV Encuentro – Lagunas está construida con un conductor ACAR de 456 mm^2, un conductor por fase, para un transmisión de potencia definida en 290 MVA.

La línea se encuentra aproximadamente a 300 metros al oriente de la ubicación de la subestación Frontera, a una distancia aproximada de 75 km al norte de la subestación Encuentro.

De acuerdo con la información del Coordinador la ubicación de las obras se puede apreciar en la figura siguiente:



Figura 3: Ubicación de las instalaciones a intervenir

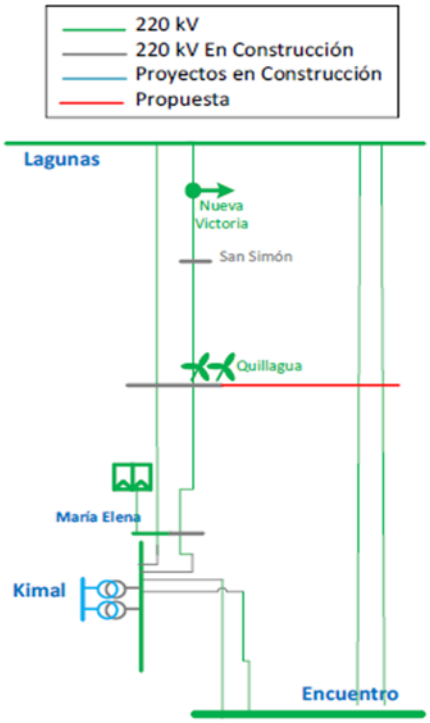


Figura 4: Diagrama unilineal considerando la propuesta de ampliación[13]

[13] Diagrama unilineal presentado por el Coordinador Eléctrico Nacional en su Informe complementario de expansión de la transmisión 2019.

10.1.3.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Seccionamiento de la línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas en subestación Frontera.
- Ampliación de las barras de la subestación Frontera en 5 diagonales, 2 de las cuales serán usadas para el seccionamiento proyectado.

Dado que la subestación Frontera se encuentra en etapa de construcción y no cuenta con planos que den cuenta de la disposición de equipos y espacios utilizados o disponibles, se consulta al Decreto Exento N° 373 del 16 de mayo de 2016, respecto al alcance de esta obra:

> *2.7.1* ***Descripción general y ubicación de la obra.***
>
> *El proyecto consiste en la construcción de una subestación seccionadora Nueva Quillagua 220 kV y el seccionamiento de la línea 2x220 kV Crucero - Lagunas en la nueva subestación. La nueva subestación se emplazará en un radio de 500 metros del actual tap-off Quillagua, cuya configuración deberá ser de interruptor y medio.*
>
> *Adicionalmente, el proyecto considera dejar espacio disponible en plataforma, para una nueva diagonal con sus respectivas mallas de puesta a tierra, barras y todos los elementos comunes de subestación y patio, necesarios para la normalización de conexión del paño del Parque Eólico Quillagua a la configuración de barras de la nueva subestación.*
>
> *Además,* ***el proyecto considera dejar espacio disponible con terreno nivelado para la incorporación de al menos dos (2) nuevas diagonales para futuros proyectos****. Por último, el proyecto incorpora todas las obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.*

Esto significa que actualmente ya se considera el espacio necesario para las dos diagonales necesarias para el seccionamiento de la línea Encuentro - Lagunas, de esta forma, solo debiese considerar, en términos de espacio, la ampliación en las tres diagonales para crecimiento futuro.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción e instalación de las torres de anclaje 220 kV, doble circuito, 1 conductor por fase, para la llegada de ambos circuitos de la línea seccionada a la subestación Frontera.

- Nuevo paño para la conexión del circuito N°1 de la línea de transmisión en 220 kV Encuentro - Frontera.
- Nuevo paño para la conexión del circuito N°2 de la línea de transmisión en 220 kV Encuentro - Frontera.
- Nuevo paño para la conexión del circuito N°1 de la línea de transmisión en 220 kV Lagunas – Frontera.
- Nuevo paño para la conexión del circuito N°2 de la línea de transmisión en 220 kV Lagunas - Frontera
- 3 nuevas diagonales completas para proyectos futuros.
- Malla de puesta a tierra de las nuevas posiciones.
- Fundaciones, estructuras y canalizaciones.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

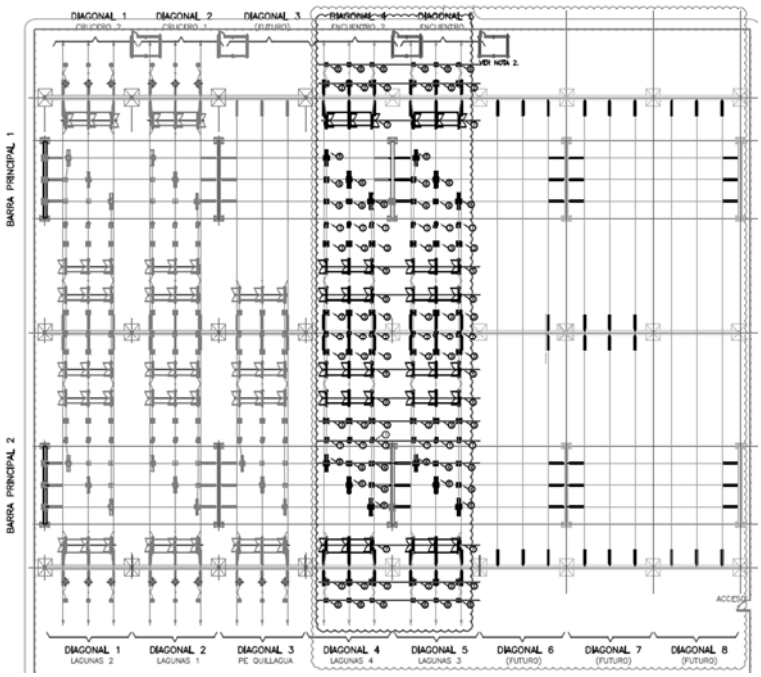


Figura 5: Disposición de equipos proyectada en Subestación Frontera

10.1.3.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, deberán adecuarse los caminos interiores en caso de ser necesario.

Es posible que para conectar las nuevas instalaciones se requiera el contar con desconexiones de energía especificos y puntuales, por lo que no se detectan interferencias importantes o requerimientos especificos, por lo que el poryecto cuenta con la factibilidad técnica de construcción de las obras.

10.1.3.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Frontera se consideró lo siguiente.

Tabla 67: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
	Materiales para el seccionamiento	
1	Conductor aluminio ACAR 456 mm^2 (metros)	6.000
2	Ferretería anclaje 1 conductor	36
3	Cadena de anclaje 220 kV	36
	Materiales para la ampliación	
1	Interruptor de poder 220 kV, 4000 A	6
2	Desconectador horizontal tripolar 220 kV, 4000 A, c/cpt, motorizado	8
3	Desconectador horizontal tripolar 220 kV, 4000 A, s/cpt, motorizado	4
4	Desconectador pantógrafo vertical 220 kV, 3150 A, motorizado	12
5	Trampa de onda 3150 A	8
6	Condensador de acoplamiento 220 kV	8
5	Pararrayos 220 kV	12
6	Transformador de potencial 220 kV	12
7	Transformador de corriente 220 kV	36
8	Aislador de pedestal 220 kV	12
9	Conductor AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	2.200

Tabla 68: Estructuras y obras civiles

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
	Estructuras y OOCC para el seccionamiento	
1	Torre de anclaje 220 kV doble circuito, 1 conductor por fase	2
2	Fundaciones para torres de anclaje 220 kV	2
	Estructuras y OOCC para la ampliación	
1	Marco barra 220 kV, 2 pilares, 1 viga	4

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
5	Soporte Desconectador horizontal tripolar 220 kV, spt, motorizado	4
6	Soporte Desconectador horizontal tripolar 220 kV, cpt, motorizado	8
7	Soporte Desconectador pantógrafo vertical 220 kV motorizado	12
8	Soporte Pararrayos 220 kV	12
9	Soporte Transformador de medida 220 kV	48
10	Soporte Aislador de pedestal 220 kV	12
13	Interruptor de poder 245 kV	6

10.1.4 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEAS 2X220 KV FRONTERA – MARÍA ELENA Y 2X220 KV MARÍA ELENA – KIMAL

10.1.4.1 Situación existente

Todos los tramos de la línea de transmisión a intervenir se encuentran ubicados en la región de Antofagasta, provincia de Tocopilla, comuna de María Elena. La subestación Frontera (ex Quillagua) se encuentra en etapa de construcción, ya que fue incluida en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, Periodo 2015 – 2016, de acuerdo con lo establecido en el Decreto Exento N° 373, del 16 de mayo de 2016 del Ministerio de Energía, y a la fecha aún no se encuentra en servicio, por lo que no se cuenta con información de las obras definitivas de dicha instalación.

El trazado de los tramos a intervenir son los siguientes:

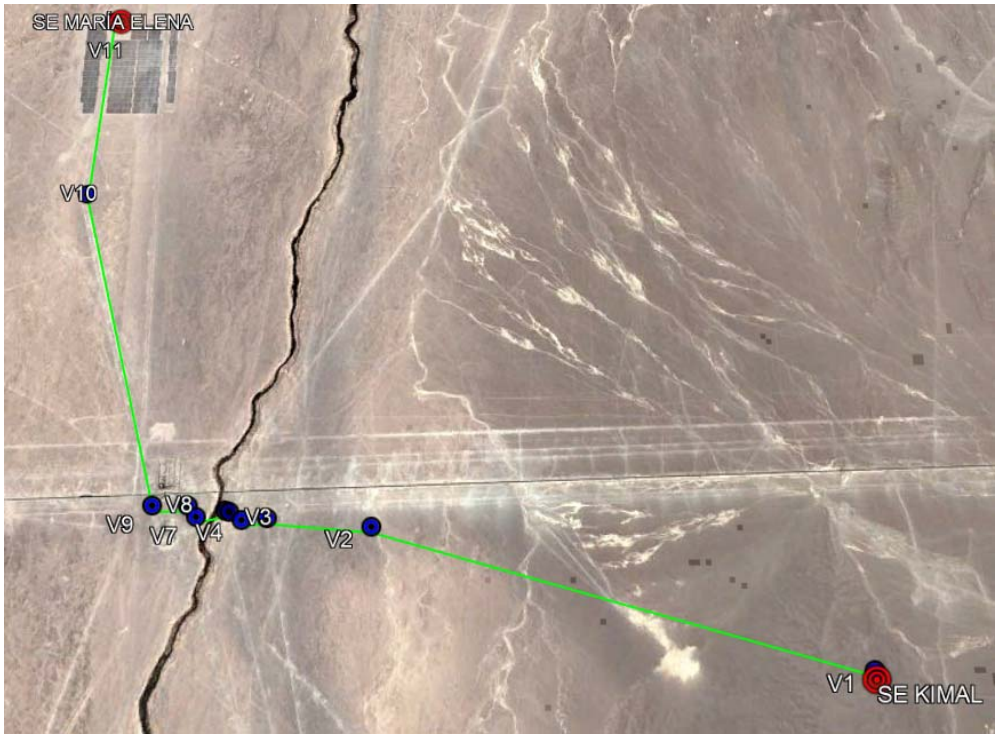


Figura 47: Trazado tramo María Elena – Kimal



Figura 48: Trazado tramo María Elena – Frontera

La subestación Frontera se ubicará en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta, con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19K: 446711 Este, 7604905 Sur.



Figura 49: ubicación subestación Frontera

La subestación María Elena se ubica en la Región de Antofagasta, comuna de María Elena, al costado poniente de la Ruta 5 Norte, con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19K: 440391 Este, 7543342 Sur.



Figura 50: **Subestación María Elena**

La subestación Kimal se ubica en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta, al costado sur - oriente de la intersección de la Ruta 5 Norte con la Ruta 24 Tocopilla - Calama, con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19K: 450304 Este, 7533751 Sur.

10.1.4.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Frontera – Kimal, en los tramos Frontera – María Elena y María Elena – Kimal, en una longitud aproximada de 84 kilómetros.

La línea actualmente cuenta con un conductor por fase tipo AAAC Flint. Se propone el reemplazo por un conductor por fase de alta temperatura y baja flecha con capacidad de transmisión de, al menos, 550 MVA por circuito a 35°C con sol. Para la respectiva valorización del proyecto se utilizó un conductor tipo ACCC Dove.

En base a lo analizado se realizan las siguientes consideraciones:

- Se mantiene trazado actual y franja de seguridad existentes.
- Se mantienen los vertices establecidos.

10.1.4.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

Debido a consideraciones operacionales que indican que un circuito es el respaldo del otro, por lo que un circuito esta energizado, se considerará el cambio del conductor de un circuito a la vez, utilizando el conductor existente como guía para la instalación del nuevo.

El cambio de conductor se considerará realizarla entre vértices, para ello se requiere coordinar con las entidades correspondientes, en función de determinar las factibilidades de desconexión de la línea, considerando las factibilidades del cambio de las tres fases en forma simultanea o debería ejecutarse una a una.

Es importante el considerar que al no modificar el trazado, todo el trabajo de cambio de conductor se hará en la faja de servidumbre.

No se considera necesario el realizar trabajos específicos respecto al equipamiento de paños en las subestaciones Frontera, María Elena y Kimal, con la excepción del cambio de los conductores de conexión de los equipos de los paños de líneas correspondientes.

10.1.4.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales, pero las cantidades de materiales eléctricos menores son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación correspondiente al Aumento de capacidad Línea 2x220 kV Frontera – María Elena – Kimal, se consideró lo siguiente:

Tabla 69: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor ACCC Dove 282 mm^2, alta temperatura (metros)	529.200
2	Cadena de anclaje 220 kV (carga rotura mayor)	72
3	Cadena de anclaje 220 kV (carga rotura menor)	612

10.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E ANA MARÍA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV FRONTERA – MARÍA ELENA

10.1.5.1 Situación existente

La subestación Ana María de propiedad de la empresa TSGF SpA se ubica aproximadamente a 1.080 m.s.n.m, en la región de Antofagasta, Comuna de María Elena y con coordenadas referenciales UTM zona 19K: 438.030,23 Este, 7.563.311,39 Sur.

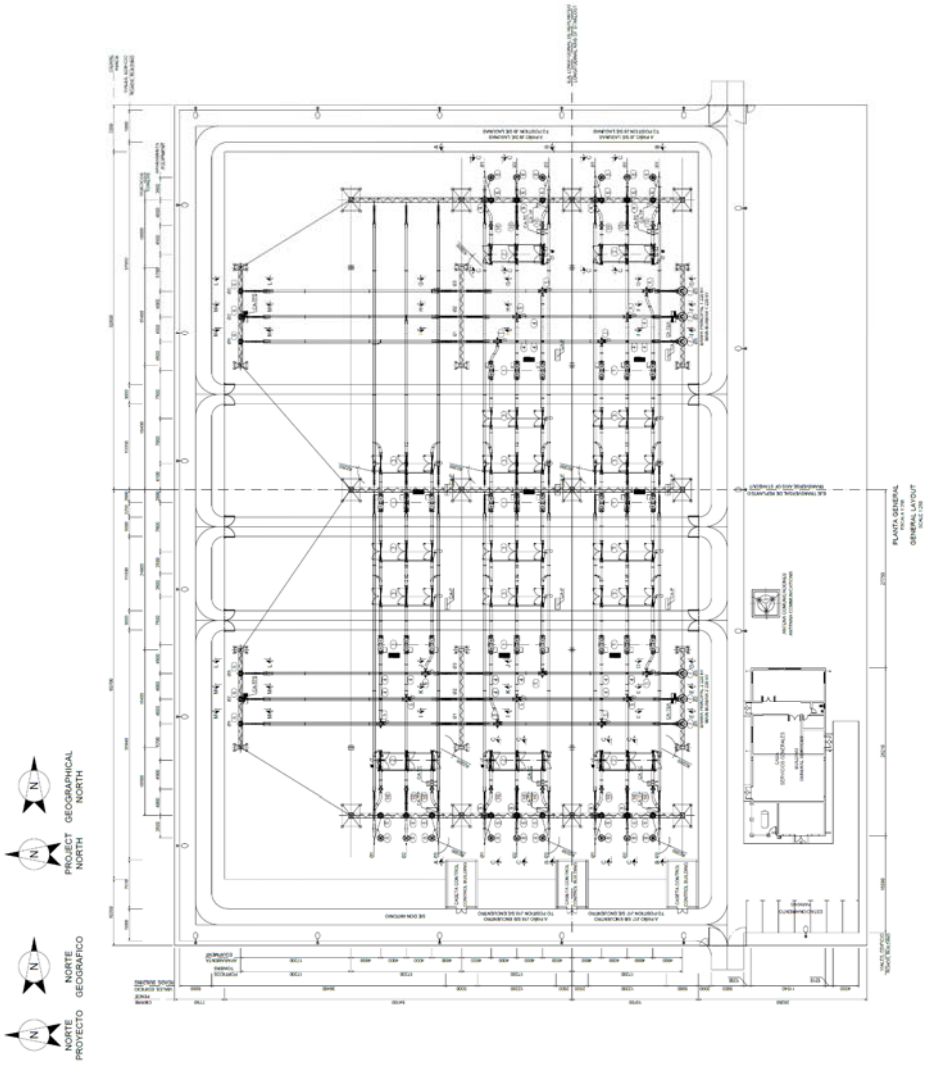


Figura 51: Plano de planta de la S/E Ana María

La subestación Ana María actualmente en construcción, posee un patio en 220 kV en configuración interruptor y medio en tecnología AIS o Air Insulated Substation, y actualmente tiene disponible espacios en terreno nivelado para una diagonal en la que se conectará la segunda etapa del Parque Fotovoltaico Santa Isabel.

Esta subestación seccionará la línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro como se muestra en la siguiente figura.

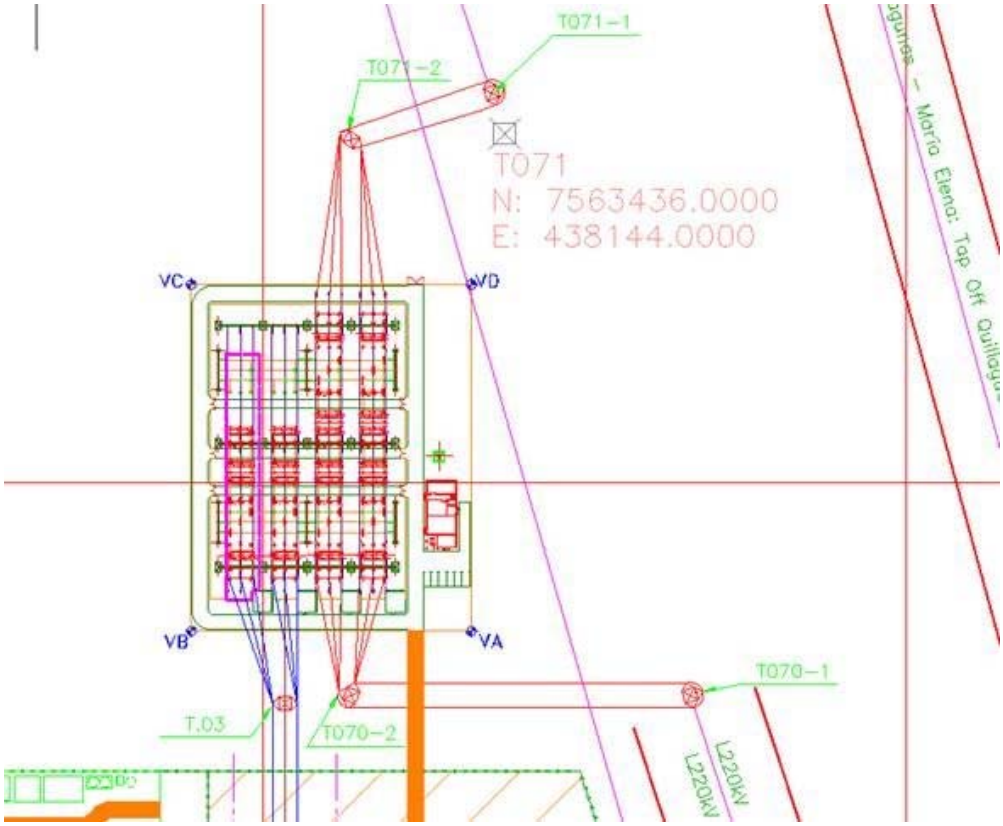


Figura 52: Situación proyectada

De acuerdo a lo anterior y utilizando la información que dispone esta Comisión, existiría la posibilidad de seccionar la línea 2x220 kV Frontera – María Elena en la S/E Ana María. A continuación se presenta el trazado tentativo con la identificación de las torres consideradas.

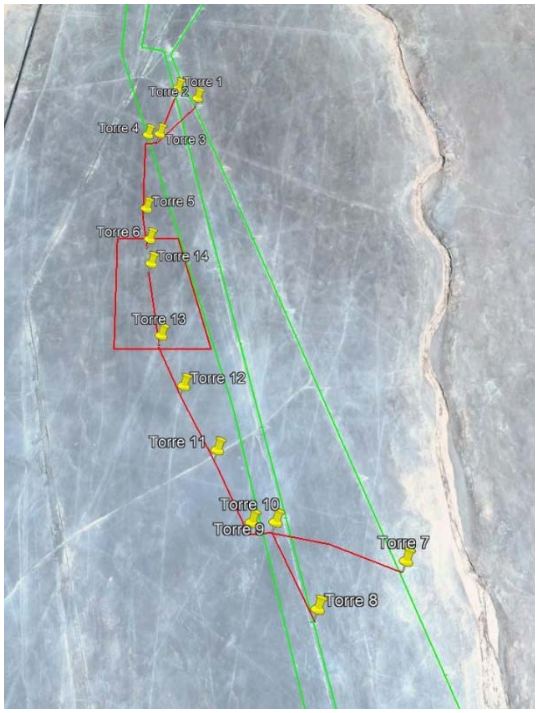


Figura 53: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto de seccionamiento

10.1.5.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Seccionar la línea 2x220 kV Frontera – María Elena en la S/E Ana María, considerando los respectivos enlaces y paños de conexión.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- La construcción de tres nuevas diagonales.
- Modificación del trazado cambiando las torres de simple circuito a doble circuito.
- Construcción de un cruce de líneas de 220 kV.

10.1.5.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El trabajo contempla la desconexión de la línea 2x220 kV Frontera – María Elena para la puesta en servicio del seccionamiento.

El análisis realizado permite concluir que además de las deconexiones antes mencionadas, no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.5.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a las estructuras principales y en el conductor a utilizar, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Ana María se consideró lo siguiente.

Tabla 70: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Cadena de anclaje 220 kV (Carga rotura mayor)	126
2	Cadena de anclaje 220 kV (Carga rotura media)	18
3	Cadena de suspensión 220 kV	36
4	Conductor Aluminio AAAC Flint 375 mm^2 (metros)	37.368

Tabla 71: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Torre de anclaje 220 kV simple circuito, 1 cond. por fase (30°)	1
2	Torre de anclaje 220 kV simple circuito, 1 cond. por fase (90°)	3
3	Torre de suspensión 220 kV doble circuito, 1 cond. por fase	6
4	Torre de cruce aéreo 220 kV doble circuito, 1 cond. por fase (90°)	4

10.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E MARÍA ELENA (IM)

10.1.6.1 Situación existente

La subestación María Elena es de propiedad de la empresa Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT) y se ubica aproximadamente a 1160 m.s.n.m, en la región de Antofagasta, comuna de María Elena y con coordenadas referenciales UTM zona 19K: 440390,99 Este, 7543344,01 Norte.

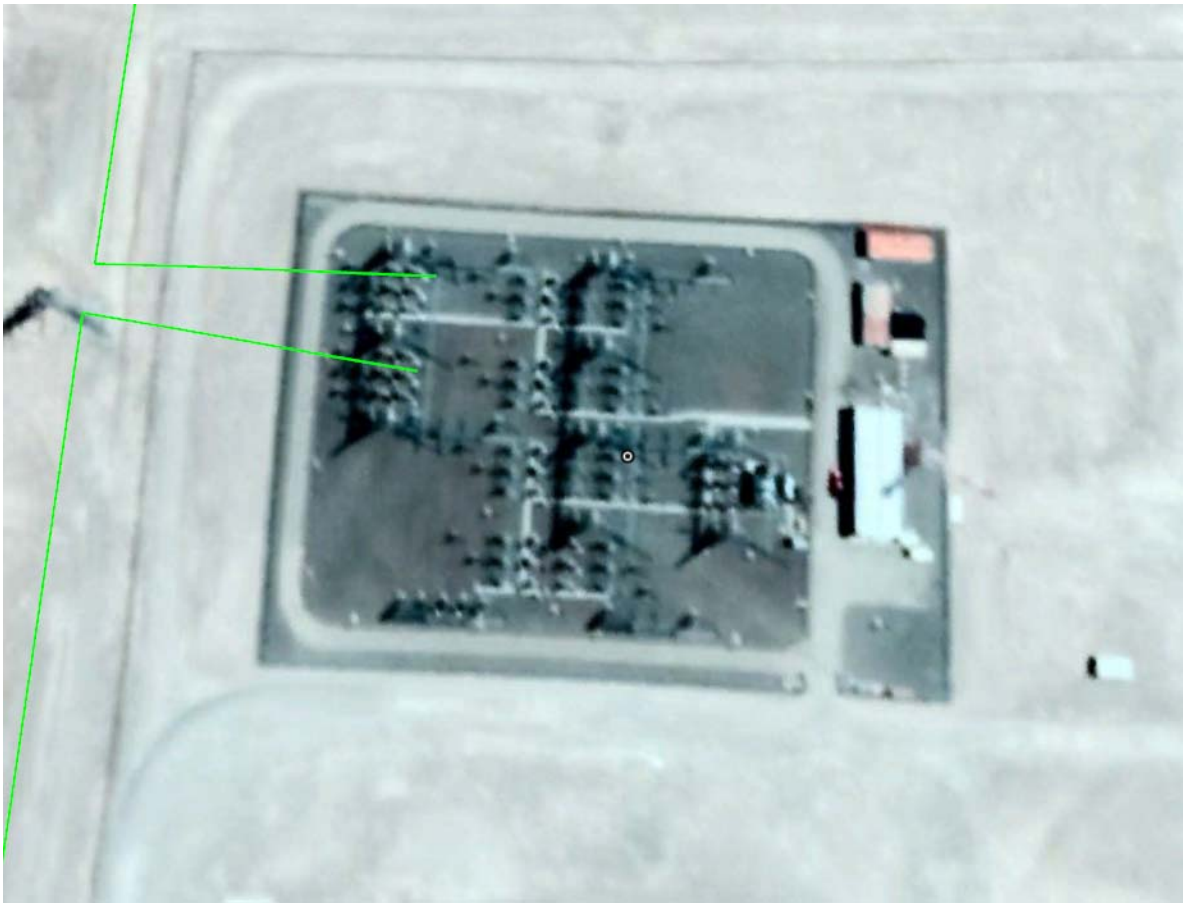


Figura 54: Ubicación de la subestación María Elena

La subestación María Elena se encuentra ubicada aproximadamente a 7 km al norte de la subestación Crucero y posee un patio de alta tensión en 220 kV en configuración interruptor y medio y tecnología AIS o Air Insulated Substation. La subestación se encuentra conectada a la línea 2x220 Crucero – Lagunas. De acuerdo a lo establecido en el Decreto Exento N° 373 del 2016 del Ministerio de Energía, que fijó el Plan de Expansión 2015-2016, existe espacio en terreno nivelado para la incorporación de al menos dos (2) nuevas diagonales en 220 kV para futuros proyectos de generación y transmisión. A continuación se muestra un diagrama unilineal de la subestación.

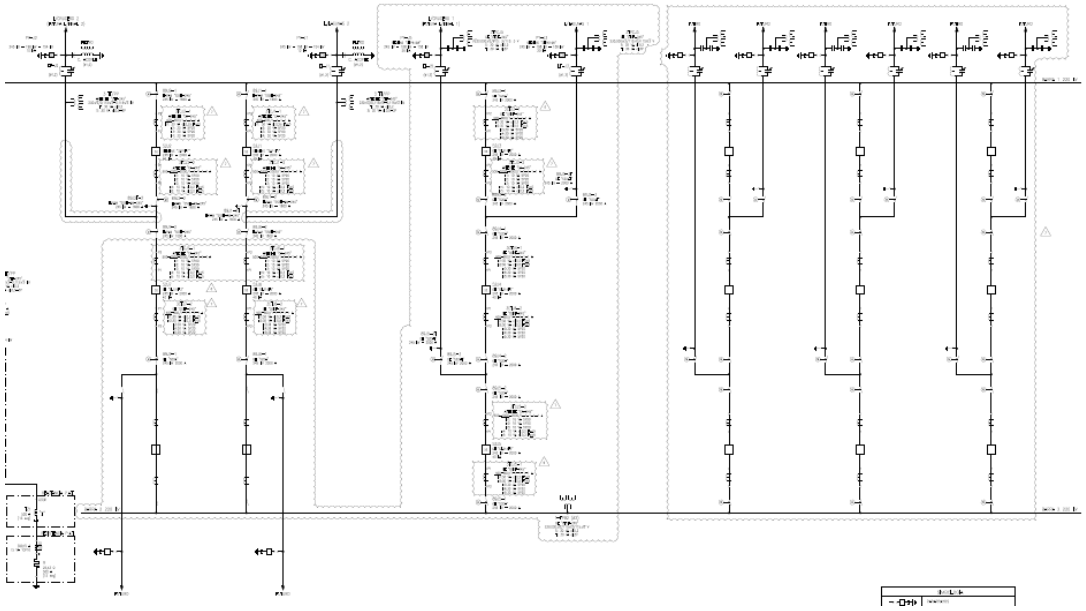


Figura 55: Diagrama unilineal de S/E María Elena

Además, se presenta una diagrama de planta con la disposición de los equipos principales de la subestación.

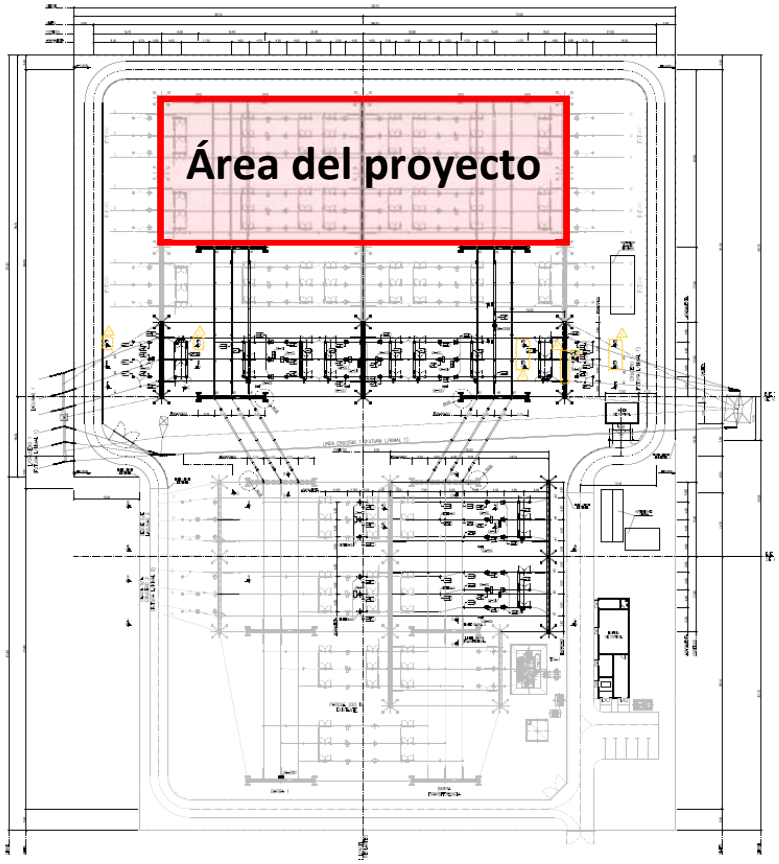


Figura 56: Diagrama de planta con la disposición de equipos de S/E María Elena

De acuerdo a la información que dispone esta Comisión, existe espacio en terreno nivelado hacia el norte de la subestación que permitiría extender las barras de 220 kV para dos diagonales completas.

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.1.6.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 220 kV en configuración interruptor y medio para dos nuevas diagonales, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construccion de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.1.6.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.6.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades

de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación María Elena se consideró lo siguiente.

Tabla 72: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC 1192,5 mm^2 (metros)	640
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV y ferretería	12

Tabla 73: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 220 kV (2 pilar, 1 viga)	2

10.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 220 KV (IM)

10.1.7.1 Situación existente

La subestación Kimal se ubica aproximadamente a 1200 m.s.n.m, en la región de Antofagasta, comuna de María Elena.

Actualmente, el patio de 220 kV de la Subestación Kimal cuenta con 8 diagonales, tal como se indica en la figura siguiente.

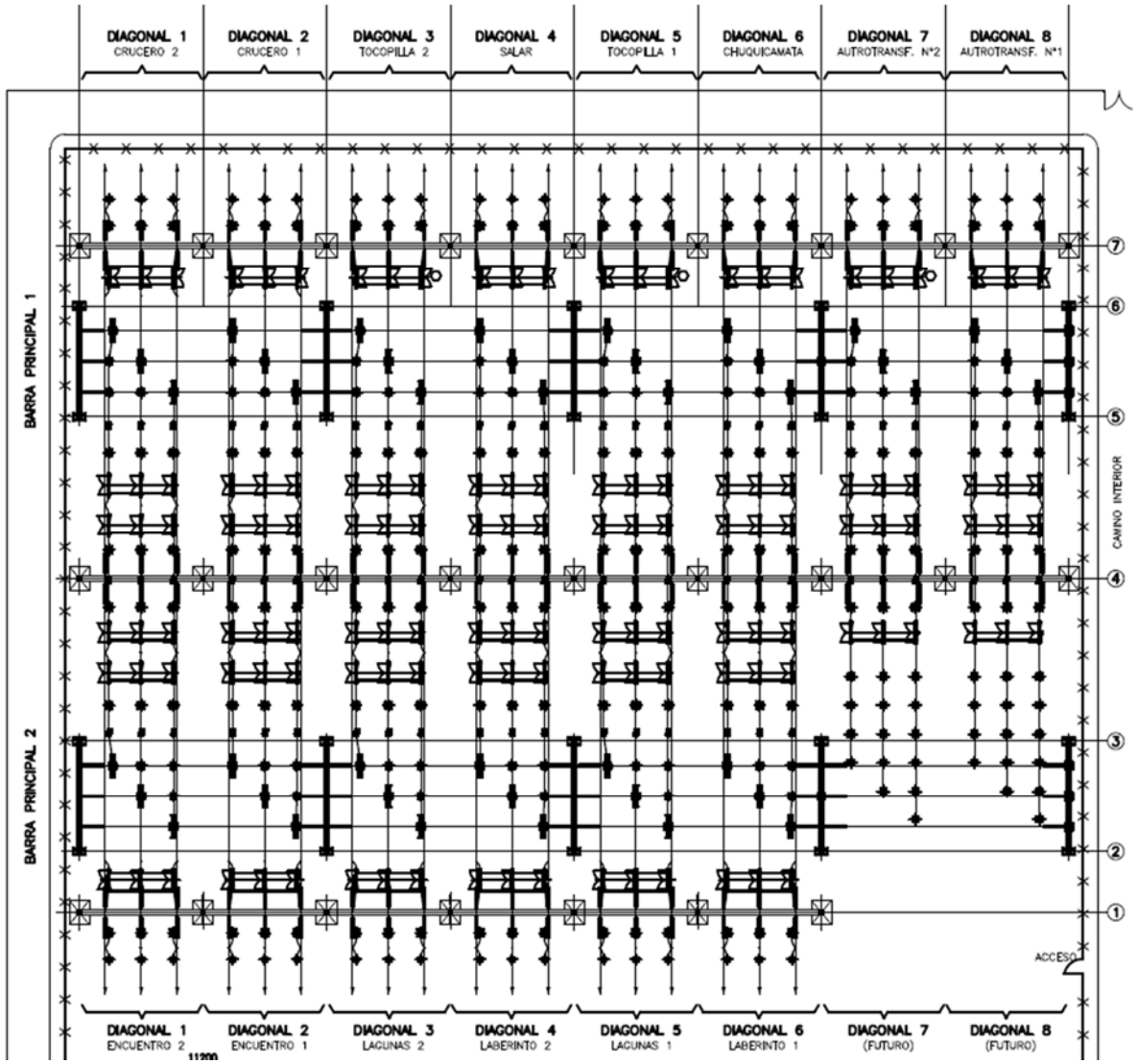


Figura 57: Situación actual SE Kimal

La subestación Kimal tiene un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio con ocho diagonales completas en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear.

10.1.7.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra 220 kV en dos diagonales en configuración interruptor y medio considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV.

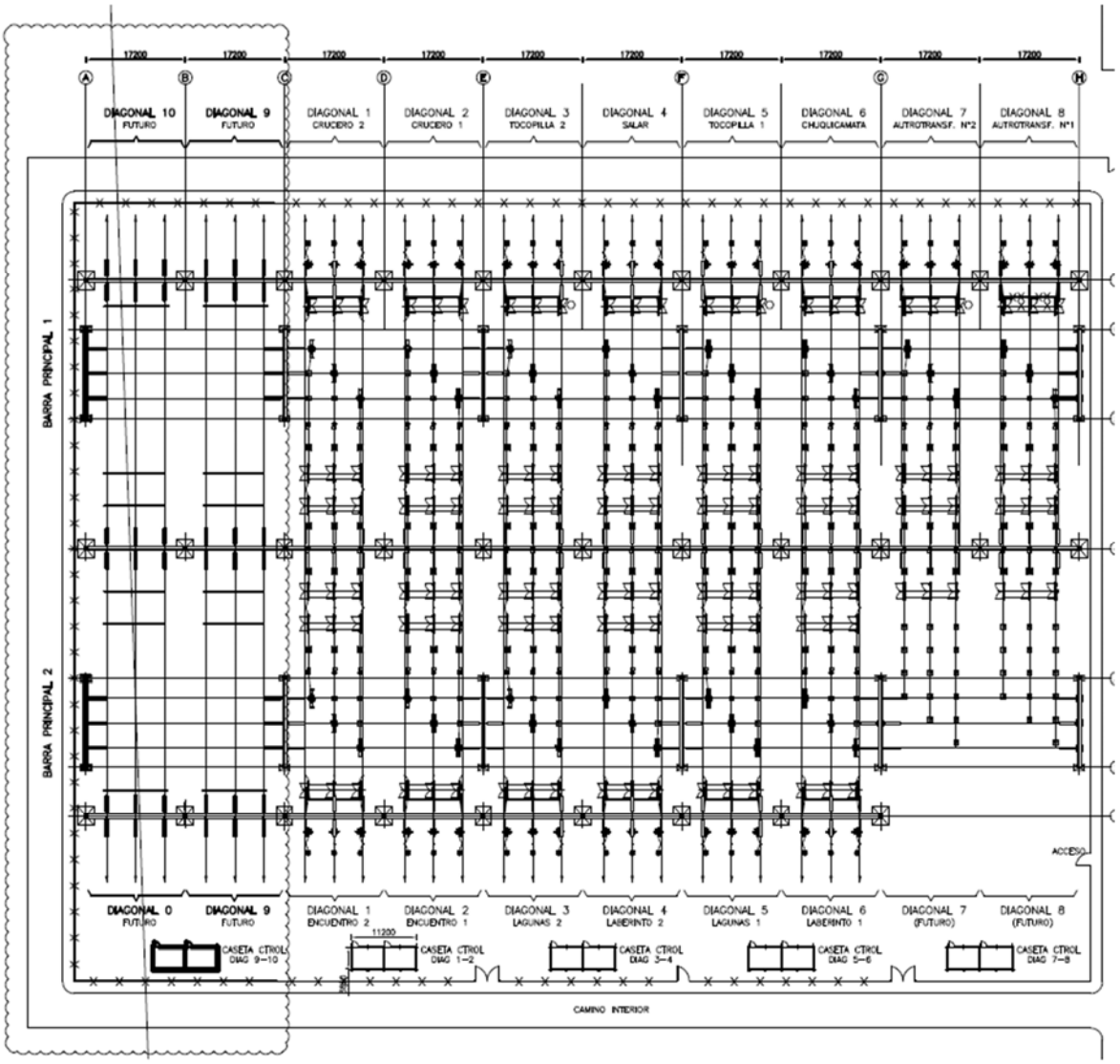


Figura 58: Situación proyectada SE Kimal

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construccion de fundacion para el marco de barra.
- Instalación de marco de barra para la ampliación de la barra de 220 kV con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.

10.1.7.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

Si bien no hay información al respecto, considerando que el diseño es estándar con diagonales idénticas y construidas sobre los mismos ejes, se supone que no se presentarán dificultades para la construcción de las fundaciones, como por ejemplo con conductores de malla de tierra y/o con canaletas de control.

En consecuencia, se puede aseverar que no hay interferencias ni requerimientos especiales para la construcción de las obras, además el terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

10.1.7.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Kimal se consideró lo siguiente.

Tabla 74: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor AAAC Coreopsis (metros)	980
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV	12

Tabla 75: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra, 2 pilares, 1 viga	2
2	Plataforma extendida (posiciones)	2

10.1.8 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV NUEVA CHUQUICAMATA – CALAMA

10.1.8.1 Situación existente

La subestación Nueva Chuquicamata actualmente se encuentra en construcción por parte de Engie Energía Chile, y se ubica a una altura aproximada de 2.640 m.s.n.m, en la región de Antofagasta. En tanto, la subestación Calama es de propiedad del grupo CGE (CGE S.A. y Transemel S.A.) y se ubica aproximadamente a 2.280 m.s.n.m, en la misma región de Calama. Entre ambas subestaciones, actualmente se encuentra en construcción, en torres de doble circuito, el primer circuito de la Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Calama, que considera el uso de dos conductores ACAR 900 MCM por fase.

La Figura 59, muestra el trazado aproximado de la línea actualmente en construcción.

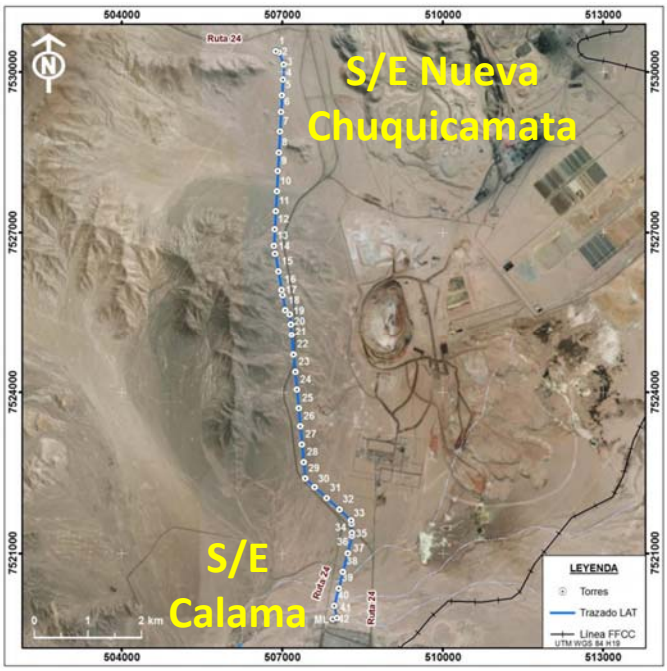


Figura 59: Trazado de la Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama

En tanto, el área de ambas subestaciones está definida como se indica a continuación:



Figura 60: Área de S/E Nueva Chuquicamata (en construcción). Área de S/E Calama

La subestación Nueva Chuquicamata, actualmente se encuentra siendo construida según las condiciones fijadas por el proyecto "S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama, tendido del primer circuito" en el Decreto Exento N° 422 de 2017 del Ministerio de Energía. La S/E Nueva Chuquicamata cuenta con un patio de 220 kV en configuración en interruptor y medio y tecnología AIS o Air Insulated Switchgear. Dicha subestación contará con dos diagonales y media construidas, cuyos paños corresponderán a las líneas hacia S/E Kimal (2 paños), S/E Salar (1 paño), S/E Chuquicamata (1 paño) y S/E Calama (1 paño).

Adicionalmente, es importante resaltar que la subestación Nueva Chuquicamata poseerá 1 diagonal y media con espacio en barra disponible, y terreno nivelado para 4 diagonales completas.

En tanto, la subestación Calama se encuentra compuesta por dos sectores principales: Por un lado, se encuentra Calama, cuyo propietario es CGE S.A., y corresponde a la parte del poniente de la subestación. Dicha subestación cuenta con dos niveles de tensión: 110 kV y 23 kV, y tres transformadores 110/23 kV, dos de ellos de 33 MVA y uno de ellos de 30 MVA de capacidad (este último, actualmente en desarrollo). Por otra parte está la denominada "Calama Nueva", cuyo propietario es Transemel S.A., la cual corresponde a la parte central y oriente de la subestación, y posee patios de 220 kV y 110 kV. El patio de 220 kV posee configuración doble barra y doble interruptor, y actualmente cuenta con dos posiciones en barra utilizadas por el primer circuito de la línea en análisis, y por un paño de transformación, además de un paño dedicado del Parque Solar Jama. La ampliación propuesta en el patio de 220 kV, en el Decreto Exento N° 198 del 2019 del Ministerio de Energía, incluye extender las barras para 5 nuevos paños, con lo cual quedarían tres posiciones en barra disponibles para conexiones futuras, más dos posiciones con terreno nivelado. Finalmente, el patio de 110 kV consta de un banco de autotransformadores de tres devanados 220/110/23 kV (más unidad de reserva) con capacidad total de 150 MVA, y posee configuración barra principal más barra de transferencia. Con la ampliación propuesta en el patio de 110 kV, en el Decreto Exento N° 198 del 2019, con carácter condicionado se incorporará un segundo banco de autotransformadores de 150 MVA, así como 2 posiciones disponibles en barra en 110 kV.

En resumen, con respecto a S/E Calama, existen tres obras en curso, de las cuales se desprende que existirán posiciones disponibles en barra, tanto en 220 kV, como en 110 kV. Dichas ampliaciones son:

i. "Ampliación en S/E Calama 110 kV" del Decreto Exento N° 418 de 2017.
ii. "Ampliación en S/E Calama 220 kV" del Decreto Exento N° 198 de 2019.
iii. "Ampliación en S/E Calama 110 kV" del Decreto Exento N° 198 de 2019, condicionada a la concreción de un proyecto de 50 MW.

Finalmente, es preciso señalar que dados los antecedentes de ambas subestaciones, Nueva Chuquicamata y Calama, contarán con espacio en 220 kV para la conexión del segundo circuito de la Línea 2x220 kV que las une. No obstante, resulta imprescindible la concreción de la ampliación en 220 kV en S/E Calama, actualmente en proceso de licitación.

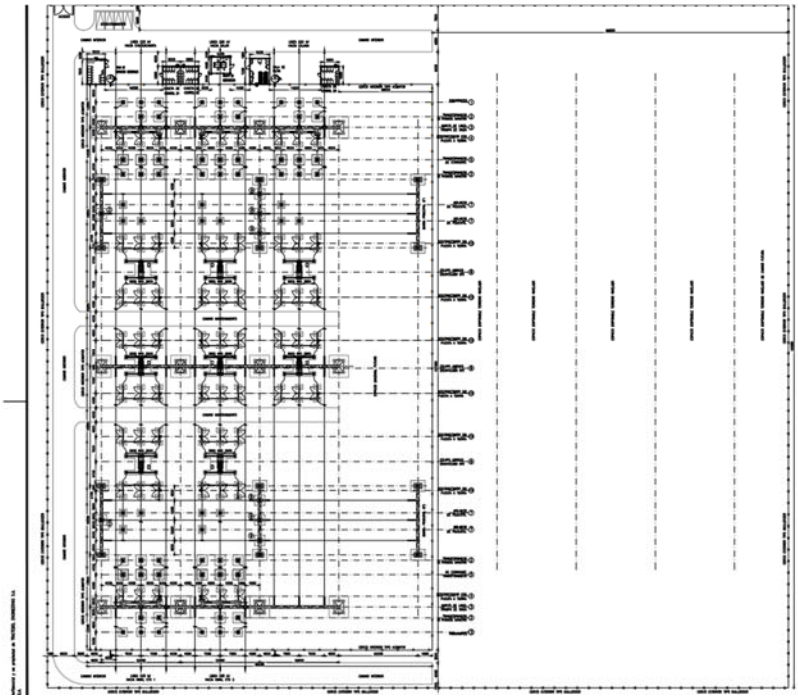


Figura 61: **Disposición de equipos Nueva Chuquicamata (En Ejecución)**

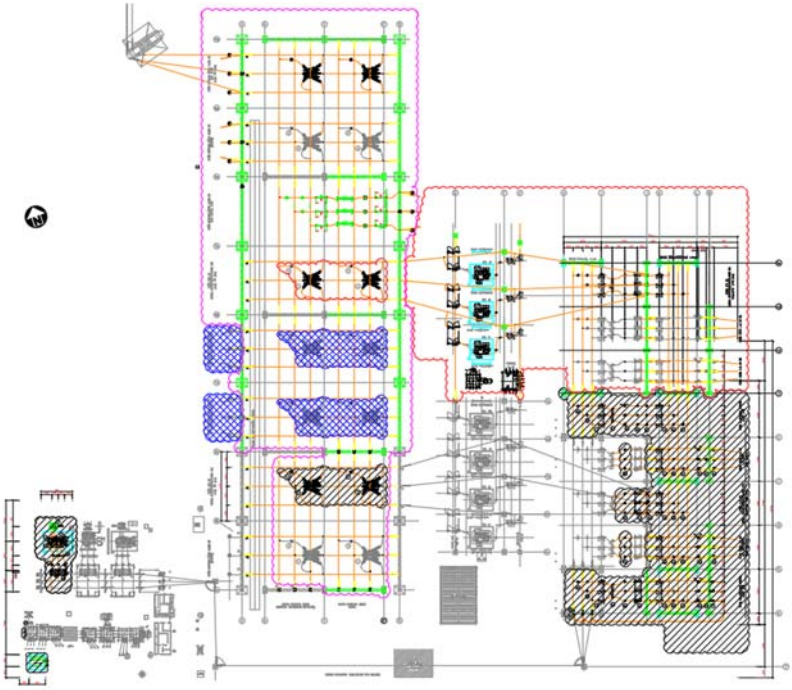


Figura 62: **Disposición de equipos Calama (En Ejecución)**

10.1.8.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV entre las subestaciones Nueva Chuquicamata y Calama, con una capacidad mínima de 260 MVA a 35°C con sol. Se

ha estimado una longitud de trazado de aproximadamente 12 km. Incluye montaje de aisladores y ferretería asociada.

- Construcción de paños de línea en S/E Nueva Chuquicamata y S/E Calama, incluyendo los correspondientes interruptores de poder, desconectadores con y sin puesta a tierra, transformadores de corriente y pararrayos.

Para la conexión de los extremos de los paños de línea, se visualizó que en ambas subestaciones terminales existe espacio para construir los paños de línea correspondientes.

Es preciso indicar que, en particular el plano de planta de S/E Calama, actualmente no cuenta con la extensión de barra, toda vez que la obra que amplía el espacio en barra del Decreto Exento N° 198 del 2019, se encuentra iniciando su proceso de licitación. Se ha colocado como área del paño del nuevo circuito, el eventual lugar donde se extenderá la barra de 220 kV.

En lo que respecta a la nueva circuito es preciso indicar que se ha estimado la longitud del trazado de manera de utilizar las mismas estructuras del primer circuito. Corresponderá al adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar si se requieren nuevas estructuras o refuerzos de las existentes, para soportar el nuevo circuito. Adicionalmente, el uso de las estructuras existentes, implica que eventualmente no tendrán que establecerse nuevas servidumbres, las cuales de existir, deberán ser determinadas por el adjudicatario.

Finalmente, es preciso señalar que en S/E Calama se está utilizando, por motivos de espacio, equipos híbridos de tipo HCS (Hybrid Compact Switchgear). La ingeniería conceptual ha considerado la utilización del mismo tipo de equipamiento, de manera de mantener el mismo estándar existente.

Con todo, se propone la colocación de los equipos extremos de línea en las zonas identificadas en las siguientes imágenes.

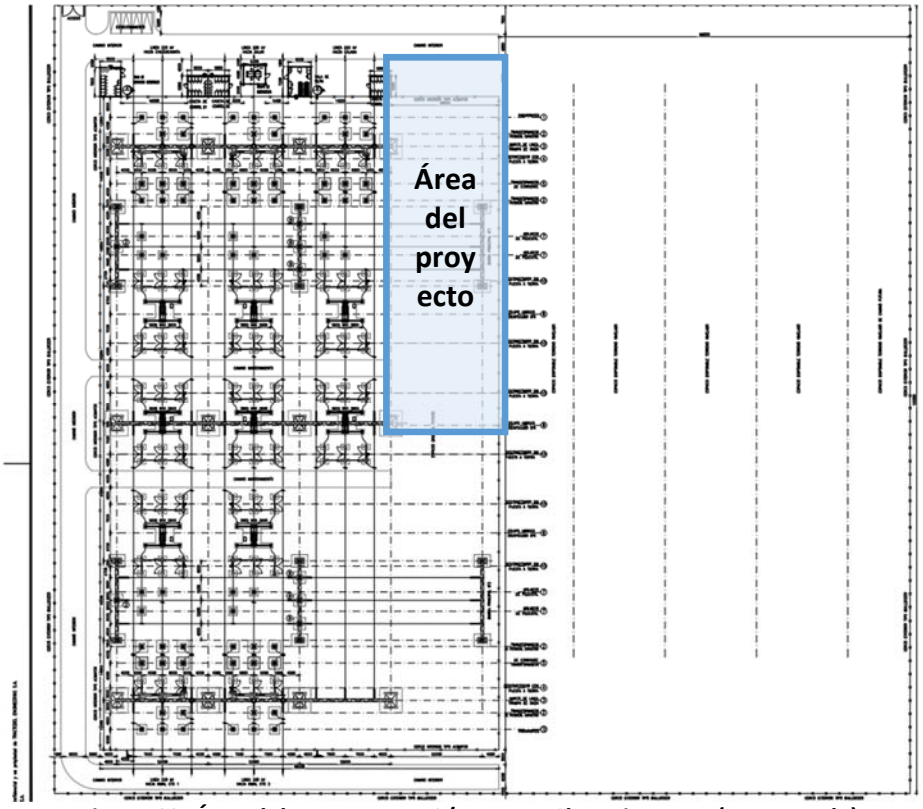


Figura 63: **Área del Proyecto en S/E Nueva Chuquicamata (Proyectada)**

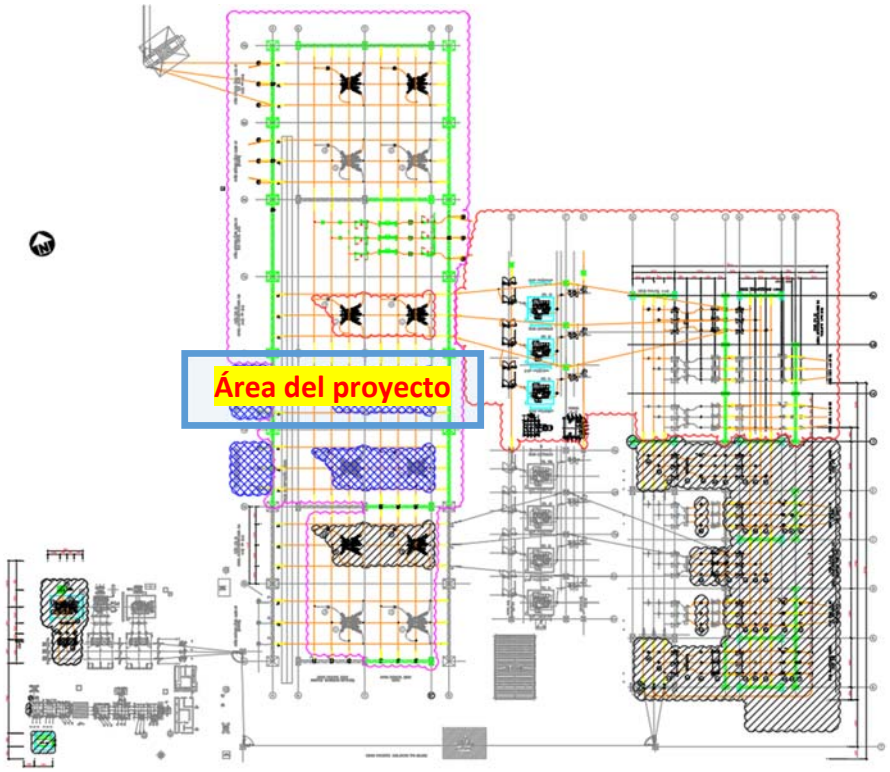


Figura 64: **Área del Proyecto en S/E Calama (Proyectada)**

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Tramitación ambiental del proyecto.
- Tramitación de eventuales servidumbres con propietarios de terrenos.
- Construcción de plataforma para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de fundaciones para el nuevo equipamiento y estructuras.
- Acondicionamiento del equipamiento de servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Desarrollo de canalizaciones e instalación de protecciones de los nuevos paños de línea.
- Ampliaciones (o nuevas instalaciones) de casetas de control, según lo determine el adjudicatario.

10.1.8.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El proyecto contempla la utilización del mismo trazado del primer circuito, toda vez que las estructuras utilizadas, permiten la instalación de un segundo circuito. El trazado del circuito, considera una longitud aproximada de 12 km, para lo cual se considera que no será necesaria una mayor tramitación ambiental, así como la adquisición de nuevas servidumbres. Éstas últimas, de requerirse, deberán ser tramitadas por el adjudicatario de la obra de transmisión.

El terreno de las subestaciones dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, teniendo en consideración la adjudicación de las obras de ampliación en curso para las subestaciones terminales de la línea. En particular, para la S/E Calama, se ha considerado la utilización de equipamiento híbrido de manera de optimizar el uso del terreno disponible. En lo que respecta a la instalación de los paños de línea, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla el movimiento del cierro perimetral de la obra, ni la compra de nuevos terrenos.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

Finalmente, tampoco se observan interferencias en lo que respecta a plazos constructivos, toda vez que se estima que la ampliación en S/E Calama 220 kV del Decreto Exento N° 198 de 2019, de adjudicarse en primera instancia, entrará en operación a mediados del 2023, y la presente obra llevará transcurridos aproximadamente 15 meses de su plazo constructivo. Con todo, será responsabilidad de los adjudicatarios de las obras, el coordinarlas para la correcta ejecución de ambos proyectos.

10.1.8.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 76: Suministro y montaje de equipos y materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio ACAR 456 mm^2 (metros)	75.600
2	Cadena simple de aisladores anclaje 66 kV y ferretería	99
3	Cadena simple de aisladores suspensión 66 kV y ferretería	108
4	Amortiguador Stockbridge	252
5	Interruptor 220 kV, 3150 A, 40 kA, comando Monopolar, Tanque Muerto	1
6	Interruptor 220 kV accionamiento monopolar con 2 desconectadores y TTCC	2
7	Desconectador Trifásico 66 kV, sin puesta a tierra, 4000 A	2
8	Desconectador Trifásico 66 kV, con puesta a tierra, 4000 A	1
9	Trampa de Onda 3150 A – 40 kA	4
10	Condensador de Acoplamiento 220 kV	4
11	Pararrayos 220 kV	6
12	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	6
13	Transformador de Corriente 220 kV, 5 núcleos	3
14	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	2.200

Tabla 77: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Portal de Línea 220 kV, 2 pilares, 1 viga	5

El terreno de ambas subestaciones se encontrará completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

10.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E MIRAJE 220 KV (IM)

10.1.9.1 Situación existente

La subestación Miraje de propiedad de la empresa Transelec S.A. se ubica aproximadamente a 1.265 m.s.n.m, en la región de Antofagasta, Comuna de María Elena y con coordenadas referenciales UTM zona 19K: 445835,79 Este, 7520559,65 Sur.

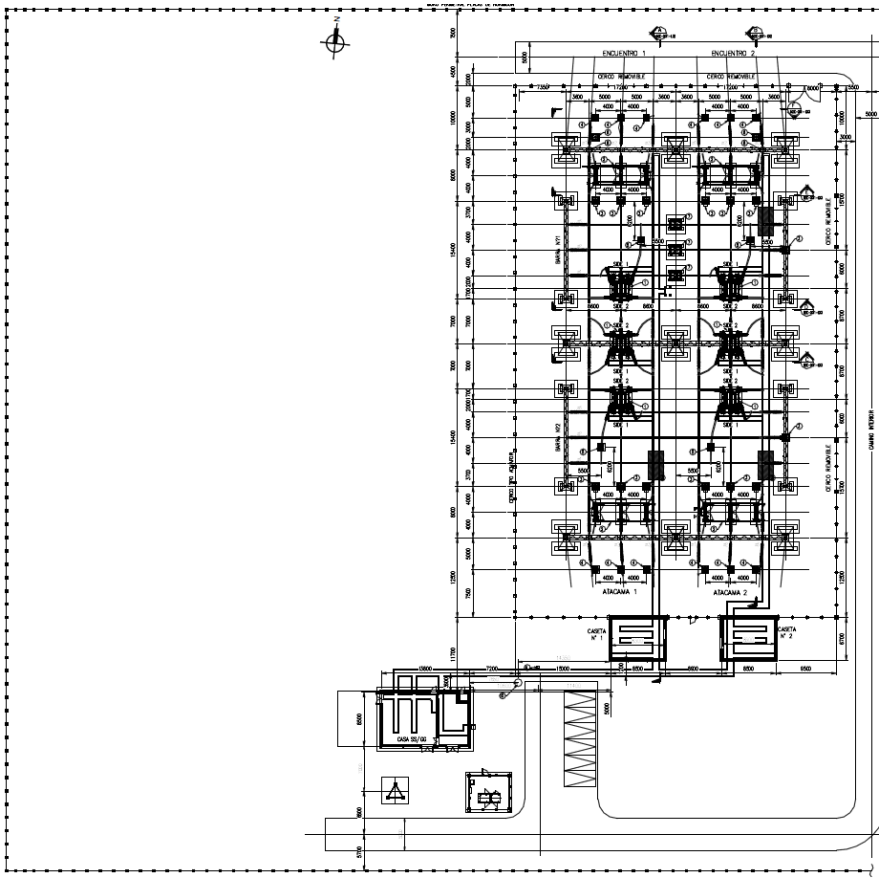


Figura 65: Plano de planta de la S/E Miraje

La subestación Miraje, propuesta en el Plan de Expansión Nacional 2012-2013 mediante Decreto Exento N°310 de 2013 del Ministerio de Energía, posee un patio en 220 kV en configuración interruptor y medio en tecnología AIS o Air Insulated Substation, y actualmente tiene disponible espacios en terreno nivelado para 4 diagonales para futuros proyectos.

Con fecha 26 de noviembre del presente año, el Coordinador Eléctrico Nacional envío carta que señala la aprobación de la obra de ampliación solicitada por la empresa Transelec S.A. mediante la aplicación del artículo 102° de la ley. La solicitud consiste en ampliar las barras existentes en una nueva diagonal para la conexión de un proyecto de generación.

De acuerdo a lo anterior y utilizando la información que dispone esta Comisión, existiría espacio en terreno nivelado hacia el noroeste de la subestación que permitiría extender las barras de 220 kV en tres diagonales completas. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la extensión de las barras.

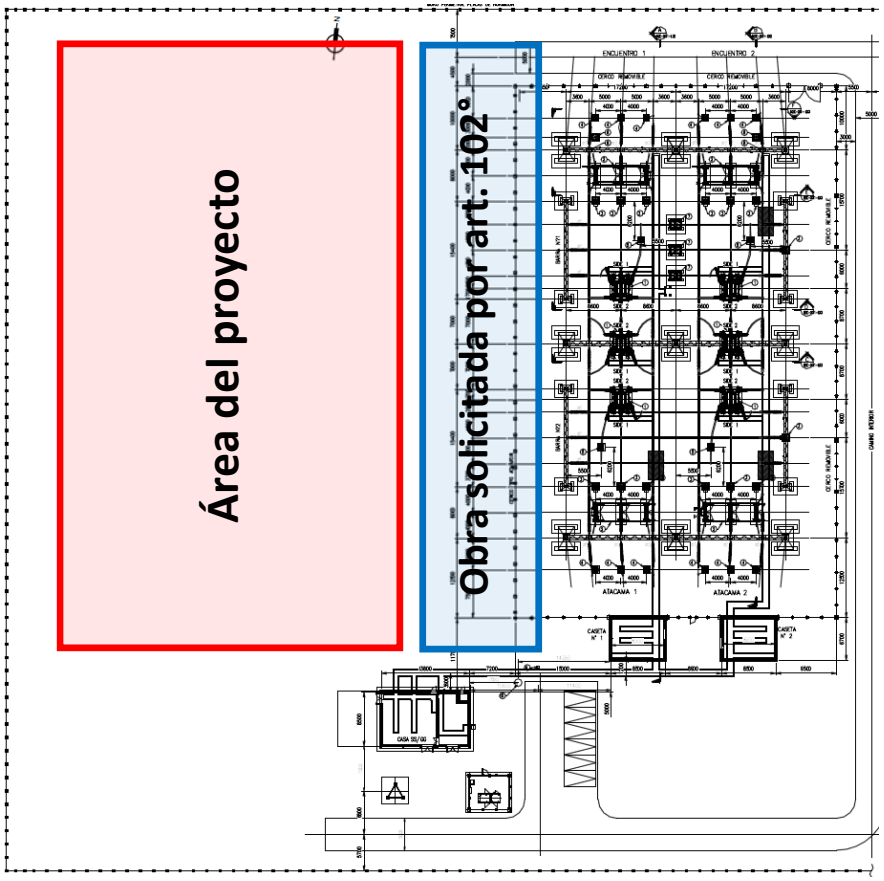


Figura 66: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Miraje

10.1.9.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 220 kV en la misma configuración de barras existente, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construccion de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.1.9.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

Cabe mencionar que la solicitud de Transelec S.A. para ampliar la S/E Miraje mediante la aplicación del artículo 102° de la ley se estima que entre en operación a mediados del año 2021, por lo que no se visualizan problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.9.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Miraje se consideró lo siguiente.

Tabla 78: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC 1192,5 mm^2 (metros)	961
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV y ferretería	18

Tabla 79: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 220 kV (2 pilar, 1 viga)	4

10.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E CUMBRE (NTR ATAT)

10.1.10.1 Situación existente

La subestación Cumbre de propiedad de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN) se ubica en la Región de Atacama, comuna de Diego de Almagro, al costado poniente de la Ruta C-115-B, Diego de Almagro – Altamira, aproximadamente a 1.100 m.s.n.m. y con coordenadas UTM WGS84 zona 19J: 401324 Este, 7095594 Sur.



Figura 67: Vista subestación Cumbre

La subestación Cumbre, tal como se observa en la figura anterior, cuenta actualmente con dos diagonales en 500 KV, que seccionan la línea troncal en esa tensión, cuenta también con el banco de autotransformadores N° 1, compuesto por 4 unidades monofásicas de 250 MVA cada uno, por lo que la potencia total es de 750 MVA, en tensiones de 500/220 kV.

Actualmente se encuentra en construcción la primera línea de 2x220 kV, Illapa – Cumbres, que se conectará al banco de autotransformadores N° 1.

10.1.10.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Incorporación de un segundo banco de autotransformadores de iguales características al existente, es decir, de tensión 500/220 kV con capacidad máxima de 750 MVA.
- Extensión de las barras principales de la subestación en el patio de 500 kV.
- Construcción de paños para el transformador en ambos niveles de tensión.

En el caso del patio de 220 kV de la S/E Cumbre, se utilizará una de las medias diagonales que quedarán disponibles de la obra “Ampliación en S/E Cumbre”, fijada en el Decreto Exento N° 198 de 2019 del Ministerio de Energía (numeral 1.4 del artículo primero).

La obra considera los equipos de control y protecciones para los nuevos paños, así como las modificaciones de los sistemas SCADA para la incorporación del nuevo banco de autotransformadores, y la ampliación de las protecciones diferenciales de barra que se vean afectadas por las nuevas instalaciones.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Ampliación de plataforma en los patios en ambos niveles de tensión.
- Banco de 3 autotransformadores monofásicos 500/220/66 kV, 250 MVA cada uno.
- Conexión a Barras 500 kV, mediante un paño de 500 kV en configuración interruptor y medio.
- Conexión a Barras 220 kV, mediante un paño de disposición de interruptor y medio en 220 kV.
- Desconectadores monopolares y tripolares motorizados de 500 kV.
- Desconectadores monopolares y tripolares motorizados de 220 kV.
- Desconectadores monopolares y tripolares motorizados de 66 kV.
- Cable aislado de 66 kV para delta del terciario del banco.
- Caseta de Control y Protecciones.
- Fundaciones, estructuras, muros cortafuego, canalizaciones.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor de los patios de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

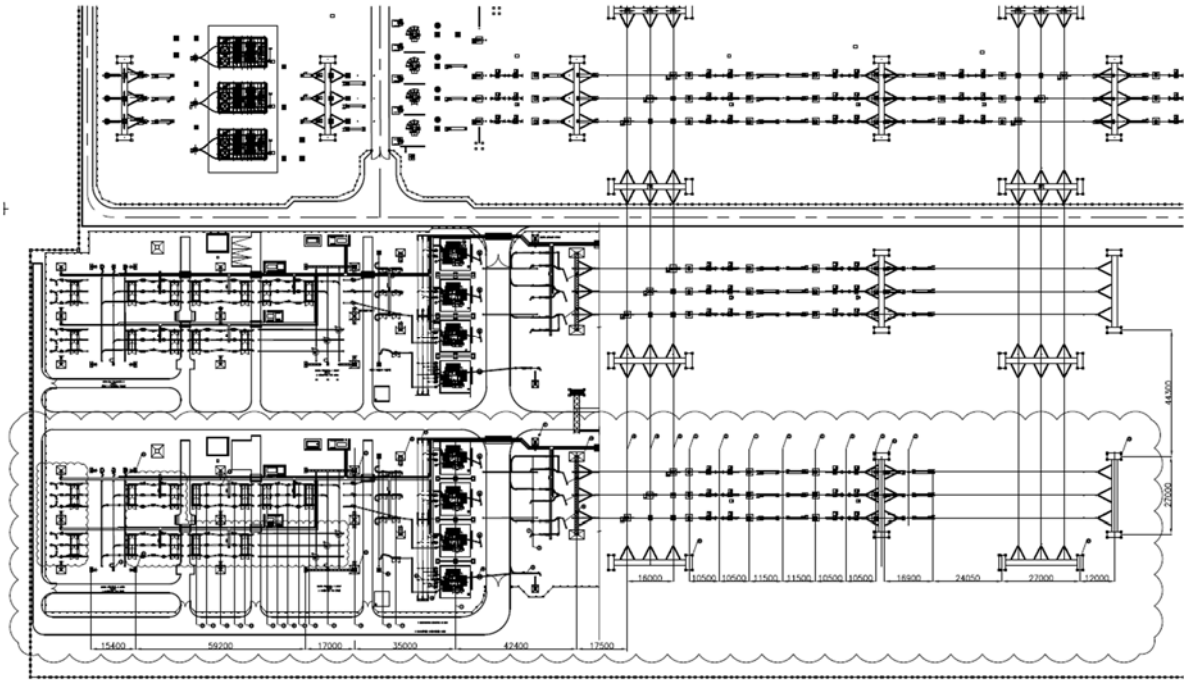


Figura 68: Disposición de equipos proyectada en Subestación Cumbre

10.1.10.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, deberán adecuarse los caminos interiores en caso de ser necesario.

Una parte del área a intervenir está ocupada actualmente por construcciones livianas que parecen corresponder a instalación de faenas o bodegas provisorias y que no tienen efecto sobra las instalaciones en servicio. Se estima que para la fecha de construcción de la obra de expansión, tales construcciones no existirán.

10.1.10.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Cumbre se consideró lo siguiente.

Tabla 80: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	Autotransformador monofásico 250 MVA, 500/220/66 kV	3
2	Interruptor de poder 550 kV	2
3	Desconectador semi pantógrafo horizontal monopolar 550 kV, motorizado	9
4	Desconectador horizontal monopolar, 550 kV, motorizado	3
5	Desconectador pantógrafo monopolar vertical, 550 kV, motorizado	7
6	Desconectador para puesta a tierra, 550 kV, motorizado	3
7	Pararrayos 550 kV	3
8	Aislador de pedestal, 550 kV	3
9	Transformadores de corriente, 550 kV	12
10	Interruptor de poder 245 kV	2
11	Desconectador monopolar horizontal 245 kV, motorizado	3
12	Desconectador tripolar horizontal 245 kV, motorizado	2
13	Transformador de Corriente 245 kV	12
14	Transformador de Potencial 245 kV	3
15	Aislador de pedestal 245 kV	3
16	Pararrayos 245 kV	3

Tabla 81: Estructuras y obras civiles principales

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor de poder 550 kV	2
2	Soporte desconectador semi pantógrafo horizontal monopolar 550 kV	9
3	Soporte desconectador horizontal monopolar 550 kV	3
4	Soporte desconectador pantógrafo monopolar vertical 550 kV	7
5	Soporte desconectador para puesta a tierra 550 kV	3
6	Soporte pararrayos 550 kV	3
7	Soporte aislador de pedestal 550 kV	3
8	Soporte transformador de medida 550 kV	12
9	Autotransformador monofásico 250 MVA, 500/220/66 kV	3
10	Muro cortafuego (8,5 x 8 m2)	4
11	Interruptor de poder 245 kV	2
12	Soporte desconectador monopolar horizontal 245 kV	3
13	Soporte desconectador tripolar horizontal 245 kV	2
14	Soporte transformador de medida 245 kV	12
15	Soporte aislador de pedestal 245 kV	3
16	Soporte pararrayos 245 kV	3

10.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E ILLAPA 220 KV (IM)

10.1.11.1 Situación existente

La subestación Illapa (Ex Nueva Diego de Almagro) es de propiedad de la empresa Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A. y se ubica aproximadamente a 1245 m.s.n.m, en la región de Atacama, Comuna de Diego de Almagro y con coordenadas referenciales UTM zona 19J: 405481,53 Este, 7056961,78 Sur.



Figura 69: Ubicación de la Subestación Illapa

La subestación Illapa, propuesta en el Plan de Expansión Nacional 2014-2015 mediante Decreto Exento N° 158 de 2015 del Ministerio de Energía, fijó la construcción de dicha subestación para seccionar las líneas 1x220 kV Diego de Almagro – Carrera Pinto y 2x220 kV Cardones – Diego de Almagro, en un patio en 220 kV en configuración interruptor y medio. Además debía permitir la conexión de una nueva línea 2x220 kV entre la S/E Illapa y la S/E Cumbre. A continuación se presenta un diagrama unilineal del S/E Illapa de acuerdo a lo que se encuentra actualmente construido.

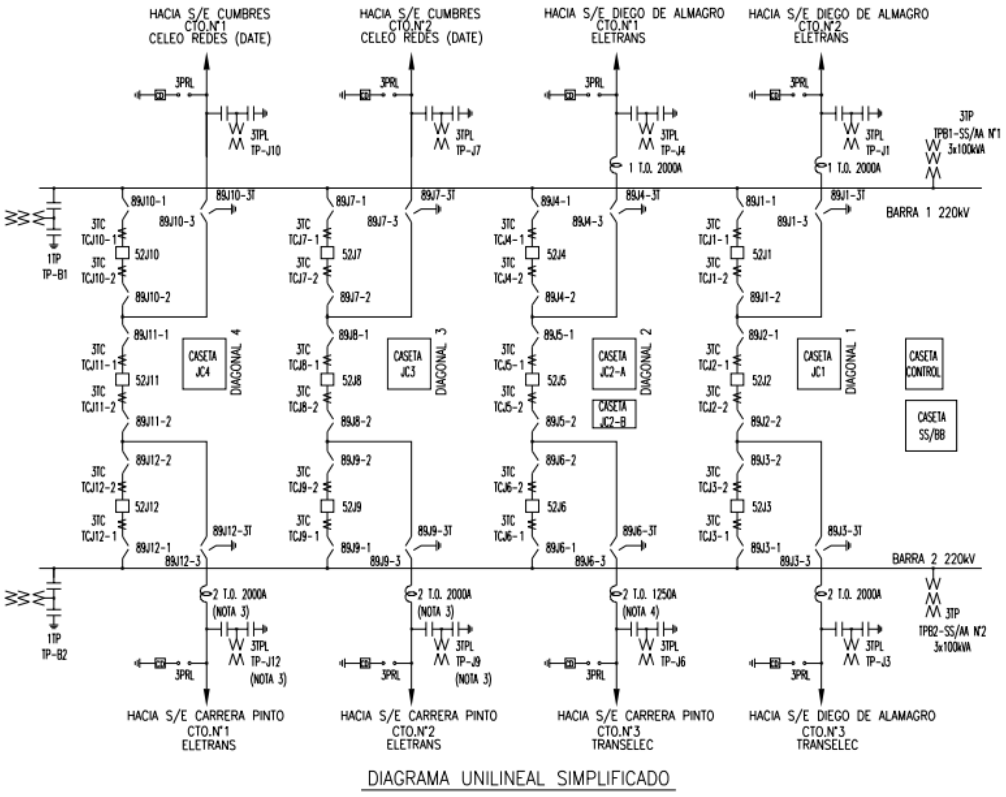


Figura 70: Diagrama unilineal simplificado de la Subestación Illapa

De acuerdo a la información que dispone esta Comisión, existe espacio en terreno hacia el oeste de la subestación que permitiría extender las barras de 220 kV en al menos tres diagonales completas. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la extensión de las barras.

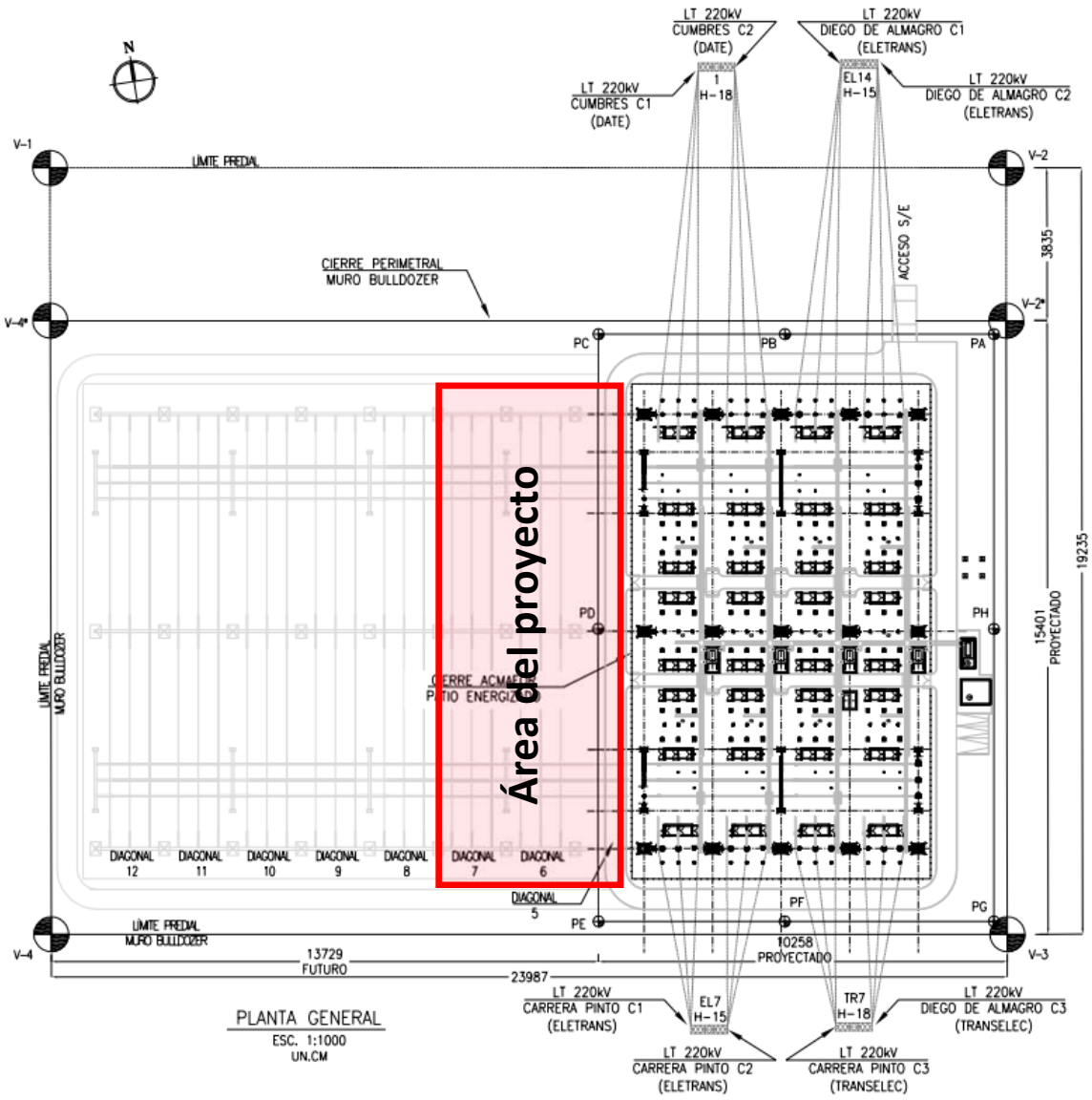


Figura 71: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Illapa

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.1.11.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 220 kV en la misma configuración de barras existente, configuración interruptor y medio, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV para tres nuevas diagonales.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Movimiento de tierras para la extensión de las barras.
- Construccion de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación del cierre perimetral interior.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.1.11.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.11.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Illapa se consideró lo siguiente.

Tabla 82: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	720
2	Cadena de anclaje 220 kV y ferretería	24

Tabla 83: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 220 kV (2 pilar, 1 viga)	4

10.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E MAITENCILLO 110 KV (BPS+BT)

10.1.12.1 Situación existente

La subestación Maitencillo de propiedad de Transelec S.A. se ubica aproximadamente a 270 m.s.n.m, en la región de Atacama, comuna de Maitencillo y con coordenadas referenciales UTM zona 19J: 311878,00 Este, 6841952,00 Sur. En la siguiente figura se puede apreciar una vista actual de la Subestación.



Figura 72: Ubicación de S/E Maitencillo

La subestación Maitencillo, posee una configuración de barra principal seccionada más barra de transferencia en el patio de 110 kV, en tecnología AIS o Air Insulated Substation. A dicho patio se encuantran conectadas las líneas 1x110 kV Maitencillo – Tap Punta Toro, 1x110 kV Maitencillo – Vallenar, 1x110 kV Maitencillo – Algarrobo y 2x110 kV Maitencillo – Huasco, más la conexión de dos transformadores de poder 220/110 kV de 90 MVA. A continuación se presenta un diagrama unilineal de la subestación.

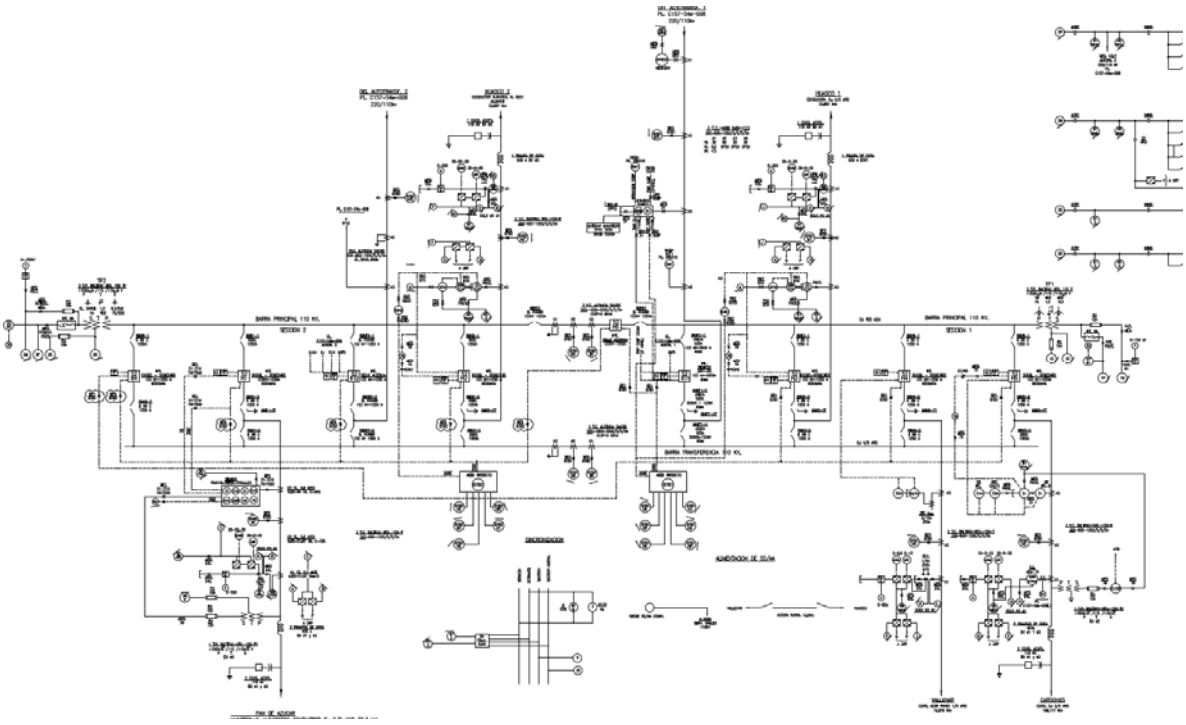


Figura 73: Diagrama unilineal de S/E Maitencillo (Actual)

Además, se presenta a continuación un diagrama de planta con la disposición de los equipos principales en el patio de 110 kV de la S/E Maitencillo.

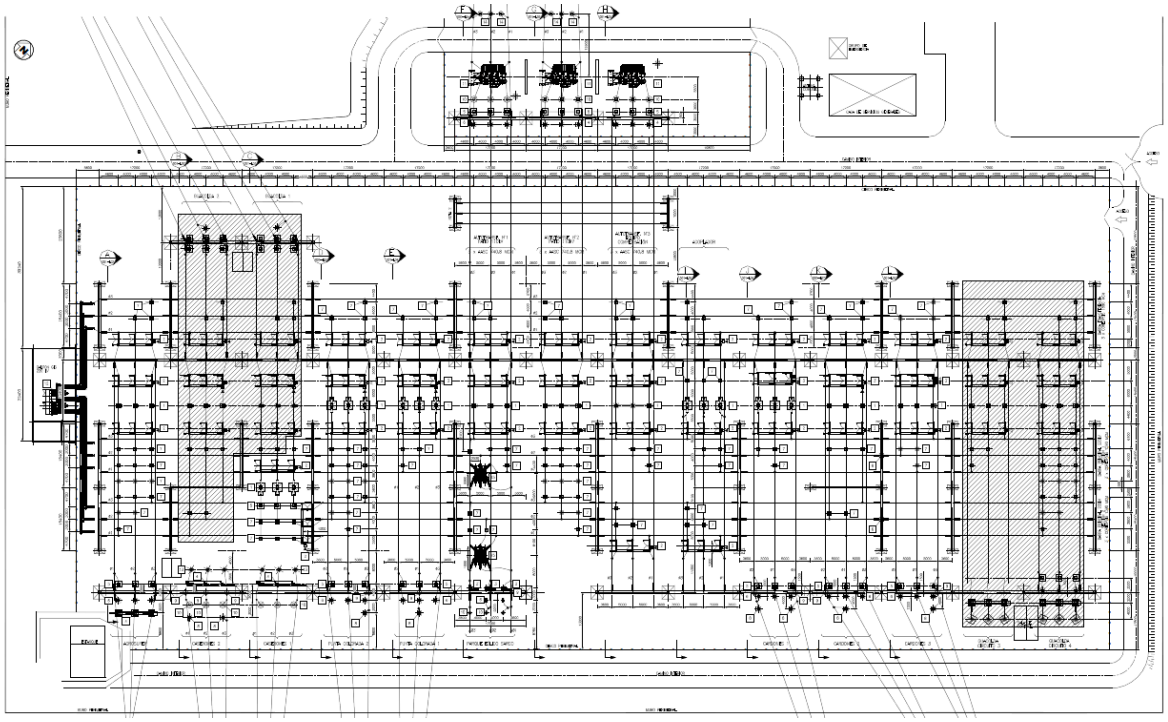


Figura 74: Diagrama de planta actual de S/E Maitencillo

De acuerdo a la información que se dispone y a las necesidades de expansión, es necesario ampliar una de las barras para una nueva posición, la cual se podría ejecutar hacia el noreste del patio de 110 kV. Sin embargo, para que los circuitos en 110 kV, el existente y el futuro, puedan conectarse a diferentes secciones de barra, es necesario cambiar la acometida de la línea 1x110 kV Maitencillo – Las Compañías, la cual se encuentra actualmente conectada a la sección de barra N°2 de la subestación, de forma tal que dicho circuito se conecte mediante la construcción de un nuevo paño de línea instalado en la sección de barra N°1, dejando así el paño actual disponible para permitir la conexión de la obra "Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar".

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.1.12.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Extensión de una sección de barra en 110 kV para una nueva posición, más la extensión de la barra de transferencia.
- Instalar un nuevo paño en 110 kV habilitándolo en la nueva posición.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, se debe realizar adecuaciones tales como movimiento de tierra, plataforma entre otras para permitir la obra descrita anteriormente, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción de marco de barra 110 kV (pilares y viga) con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV).
- Movimiento de tierras para permitir la extensión de barras y la instalación del nuevo equipamiento en la subestación.
- Adecuación de la plataforma.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.1.12.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras

detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.1.12.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Maitencillo se consideró lo siguiente.

Tabla 84: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor de Poder 110 kV	1
2	Aislador de pedestal 110 kV	4
3	Desconectador trifásico 110 kV	3
4	Transformador de potencial 110 kV	3
5	Pararrayos 110 kV	3
6	Conductor Aluminio AAAC ALLIANCE 125 mm^2 (metros)	405

Tabla 85: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Portal de línea 110 kV (2 pilares, 1 viga)	2
2	Torre de anclaje 110 kV, simple circuito	3
3	Marco de barra 110 kV (2 pilares, 1 viga)	2

Por último, se ha considerado que en el terreno de la subestación se ejecutarán movimientos de tierra, construcción de plataforma, adecuaciones a la malla de puesta a

tierra, modificación de los cierres perimetrales interiores y modificación de caminos interiores.

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

Los detalles de los requerimientos de ingeniería conceptual del proyecto "Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada en S/E Don Héctor" se encuentran en el documento "Análisis Propuesta de Expansión de Subestaciones del Sistema de Transmisión, Informe Ingeniería Conceptual Subestación Don Héctor" elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, incorporado como anexo al Informe complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019.

10.1.14 AMPLIACIÓN EN S/E DON GOYO, SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV NUEVA PAN DE AZÚCAR – PUNTA SIERRA Y BYPASS LÍNEA 2X220 KV PAN DE AZÚCAR – LA CEBADA

10.1.14.1 Situación existente

La subestación Don Goyo, de propiedad de la empresa Parque Eólico El Arrayán, se puede apreciar en la siguiente figura y se encuentra ubicada en la comuna de Ovalle, Región de Coquimbo, con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 260806 Este, 6618077 Sur, en el lado poniente de la Ruta 5 Norte.



Figura 75: Vista subestación Don Goyo

La subestación Don Goyo cuenta con una barra principal seccionada mas una barra de transferencia en 220 kV. Posee 8 paños en 220 kV de los cuales actualmente hay 4 que se utilizan para el seccionamiento de la línea de doble circuito Pan de Azúcar – Punta Sierra.

La disposición de equipos actual de la subestación Don Goyo es la siguiente:

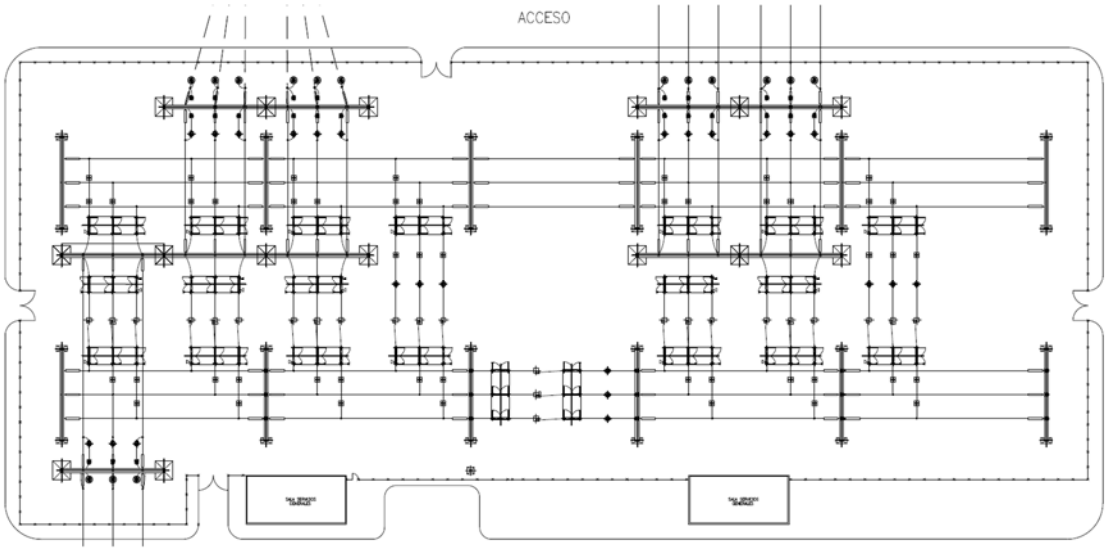


Figura 76: disposición de equipos subestación Don Goyo

En la siguiente figura se presenta el trazado de la línea de transmisión 2x220 kV Pan de Azúcar – Punta Sierra (en verde) y la línea de transmisión 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra (en blanco), respecto de la ubicación de la Subestación Don Goyo.



Figura 77: Trazado de las líneas de transmisión a intervenir respecto a S/E Don Goyo

10.1.14.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Eliminar el actual seccionamiento de la línea 2x220 kV Pan de Azúcar – Punta Sierra mediante la construcción de un bypass de línea 2x220 kV.
- Seccionamiento de la línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra.

Debido a que las líneas se encuentran en ubicaciones contrapuestas, una al poniente y la otra al oriente, es que se ha considerado cambiar la posición de los marcos de línea que recibirán las nuevas acometidas, esto porque entre el límite de la subestación y el trazado de la línea Pan de Azúcar – Punta Sierra solo existen 40 metros, espacio muy reducido para poder realizar instalaciones de estructuras por esa zona.

Debe considerarse reutilizar los paños y los equipos asociados a estos para el seccionamiento de la nueva línea.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Reposición de los dos circuitos de la línea Pan de Azúcar – Punta Sierra, desde las estructuras de acometida a la Subestación Don Goyo hasta la estructura 422, existente.
- Retiro de las estructuras de acometidas existentes fuera de la Subestación.
- Retiro de la estructura tipo marco de línea que se utiliza para el paso del circuito 2 de la línea.
- Retiro de los conductores de acometida desde las estructuras a retirar.
- Retiro de los equipos de entrada de los paños de línea, es decir, 12 pararrayos 220 kV, 12 transformadores de potencial 220 kV, 12 transformadores de corriente 220 kV, 8 condensadores de acoplamiento 220 kV, 8 trampas de onda 220 kV.
- Ampliación de la subestación, hacia el lado oriente, en 2.750 m2, aproximadamente.
- Montaje de nuevos equipos de entrada de paños de línea, es decir, 12 pararrayos 220 kV, 12 transformadores de potencial 220 kV, 12 transformadores de corriente 220 kV, 8 condensadores de acoplamiento 220 kV, 8 trampas de onda 220 kV
- Montaje de estructuras altas de marcos de línea.
- Montaje de estructuras bajas.
- Fundaciones, ampliación de mallas aéreas y subterráneas, cercos interiores y perimetrales.

Adicionalmente a los trabajos a ejecutar en la subestación Don Goyo, la nueva línea de transmisión Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra, que se seccionará en dicha subestación, se encuentra a 2,5 km, aproximadamente, de distancia hacia el poniente. En la siguiente figura se muestra geográficamente esta situación.



Figura 78: Nuevo tramo de línea 2 x 220 kV proyectado desde la LT Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra hacia SE Don Goyo

Para la ejecución de este tramo de línea se debe considerar el mismo conductor de la línea de transmisión, en este caso ACAR 900 MCM.

El tramo mencionado anteriormente se ejecuta con 16 torres, 6 torres de anclaje para líneas de doble circuito en 220 kV y 10 torres de suspensión de doble circuito en 220 kV.

La disposición final de equipos y líneas proyectada es la siguiente:

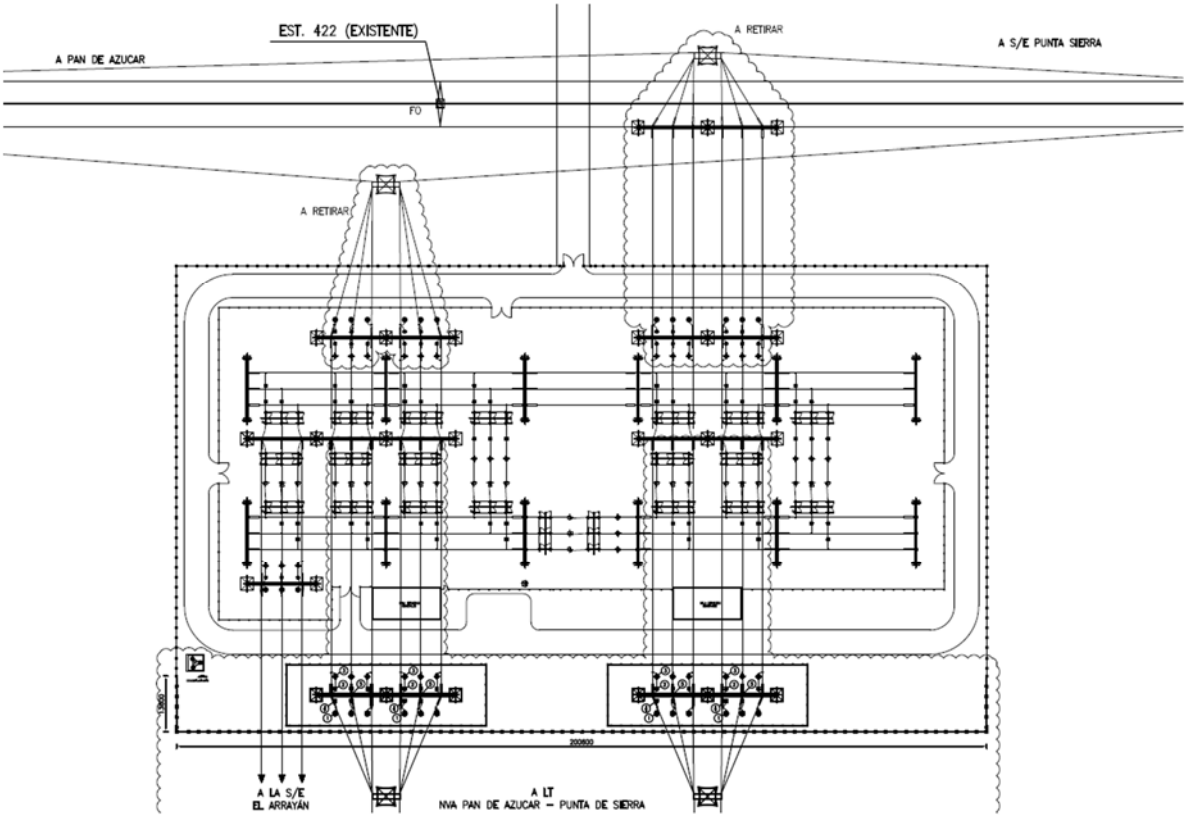


Figura 79: Disposición de equipos proyectada en S/E Don Goyo

10.1.14.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, deberán adecuarse los caminos interiores en caso de ser necesario.

Los trabajos de seccionamiento a realizar en la Subestación Don Goyo se deberán ejecutar en forma conjunta, es decir, la normalización de la línea Pan de Azúcar – Punta Sierra y el seccionamiento de la línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra, ya que a esta subestación inyecta energía el Parque Eólico El Arrayán, por lo que se deberán realizar las coordinaciones pertinentes que permitan el mantener la conexión en forma permanente.

10.1.14.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios. Para la valorización del proyecto en la S/E Don Goyo se consideró lo siguiente.

Tabla 86: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de potencial 220 kV	12
2	Transformador de corriente 220 kV	12
3	Pararrayos 220 kV	12
4	Condensador de acoplamiento 220 kV	8
5	Trampa de ondas 220 kV	8
6	Conductor ACAR 900 MCM (metros)	1.000

Tabla 87: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Pilar portal de línea 220 kV	6
2	Viga portal de línea 220 kV	4
3	Soporte pararrayos 220 kV	12
4	Soporte transformador de medida 220 kV	24
5	Soporte condensador de acoplamiento	8
6	Pilar portal de línea 220 kV	6
7	Soporte pararrayos 220 kV	12
8	Soporte transformador de medida 220 kV	24
9	Soporte condensador de acoplamiento 220 kV	8

Mientras que para la valorización del proyecto de seccionamiento de la línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra se consideró lo siguiente.

Tabla 88: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor ACAR 900 MCM (metros)|	31.500
2	Estructuras Anclaje doble circuito 220 kV	6
3	Estructuras Suspensión doble circuito 220 kV	10
4	Grapa de anclaje	72
5	Grapa de suspensión	60
6	Fundaciones	16
7	Ferretería (Separadores, Amortiguadores, Aisladores)	16

10.1.15 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LA CEBADA – PUNTA SIERRA

10.1.15.1 Situación existente

En la siguiente figura se presenta el trazado del tramo de línea de 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra, para la que se considera un aumento de capacidad.

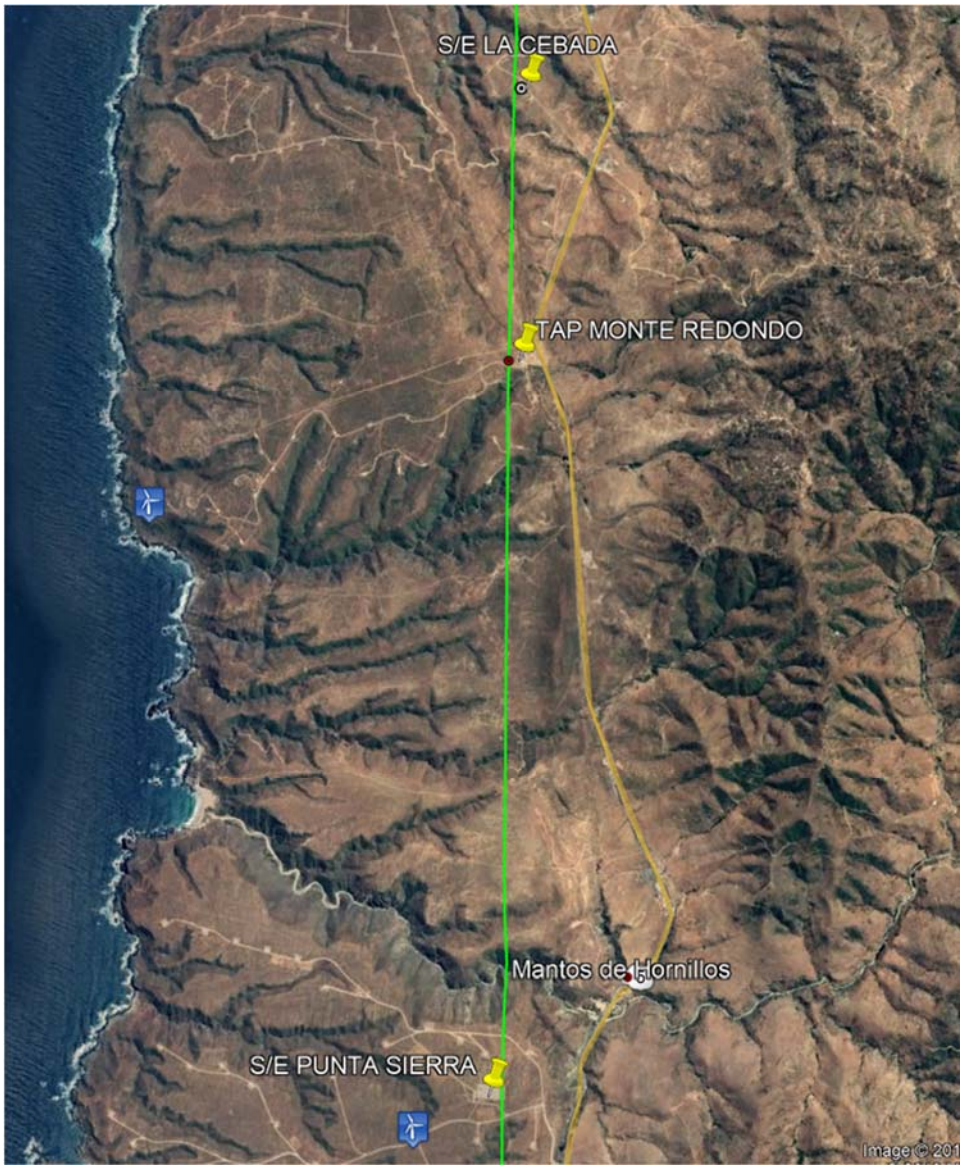


Figura 80: Vista trazado Punta Sierra – La Cebada 2x220 kV

Este tramo tiene una longitud aproximada de 11,4 km, con 31 estructuras de doble circuito, 5 de ellas del tipo anclaje, el conductor actual corresponde al tipo FLINT.

10.1.15.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad del tramo de línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra. Se debe aumentar la capacidad a 560 MVA por circuito a 35° con sol.

Se debe considerar el cambio del actual conductor FLINT por un conductor de alta temperatura, que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre, y que, además, permita un aumento de capacidad de a lo menos 560 MVA,

en este caso y para efectos de su valorización se utiliza conductor del tipo ACCC DOVE, que cumple con dichas características.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Cambio de conductor en ambos circuitos de la línea.
- Cambio de transformadores de corriente en S/E La Cebada.
- Cambio de transformadores de corriente en S/E Punta Sierra.

10.1.15.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, deberán adecuarse los caminos interiores en caso de ser necesario.

Respecto del aumento de capacidad de la línea de transmisión 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra, al mantener las fajas de seguridad y la franja de servidumbre, se considera que los mayores impactos las zonas aledañas tendrían relación con las instalaciones de faenas y el movimiento de equipos y materiales.

Además, debe tenerse en cuenta que, aun cuando la línea es en doble circuito en 220 kV, en un punto intermedio se encuentra conectada la central Monte Redondo en configuración Tap Off en el circuito 1, por lo que se deberán realizar las coordinaciones correspondientes para poder ejecutar el cambio de conductor.

10.1.15.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización del proyecto, se consideró lo siguiente.

Tabla 89: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de corriente 220 kV	24
2	Conductor ACCC DOVE (metros)	72.000
3	Grapa de anclaje	60
4	Grapa de suspensión	156
5	Ferretería (Separadores, Amortiguadores, Aisladores)	31

10.1.16 AMPLIACIÓN EN S/E MAIPO (NCER AT)

Los detalles de los requerimientos de ingeniería conceptual del proyecto “Ampliación en S/E Maipo” se encuentran en el documento “Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018” elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, incorporado en el numeral 9.1.4.

10.1.17 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS 220 KV (IM)

10.1.17.1 Situación existente

La subestación Entre Ríos es de propiedad de la empresa Transelec S.A. y se ubica aproximadamente a 165 m.s.n.m, en la región del Ñuble, comuna de Pemuco y con coordenadas referenciales UTM zona 18H: 748210,83 Este, 5902506,45 Norte.



Figura 81: Ubicación de la subestación Entre Ríos

La subestación Entre Ríos se encuentra ubicada aproximadamente a 15 km al norte de la subestación Charrúa y posee dos patios de alta tensión, uno en 220 kV y otro 500 kV, ambos en configuración interruptor y medio y con tecnología híbrida, es decir, con barras en AIS (Air Insulated Substation) y equipos GIS. La subestación se encuentra conectada a la línea 2x220 Charrúa – Entre Ríos y a la línea 2x500 kV Charrúa - Ancoa, en sus respectivos patios. Además, cuenta con un banco de autotransformadores 500/220/66 kV de 750 MVA con su unidad de reserva. De acuerdo a lo establecido en el Decreto Exento N° 201 del Ministerio de Energía, que fijó el Plan de Expansión 2013-2014, existe espacio para la instalación de ocho (8) diagonales en 500 kV y espacio para nueve (9) diagonales en el

patio de 220 kV, además de dejar espacio para dos futuros bancos de autotransformadores 500/220 kV en la subestación. A continuación se muestra un diagrama unilineal simplificado del patio de 220 kV de la subestación.

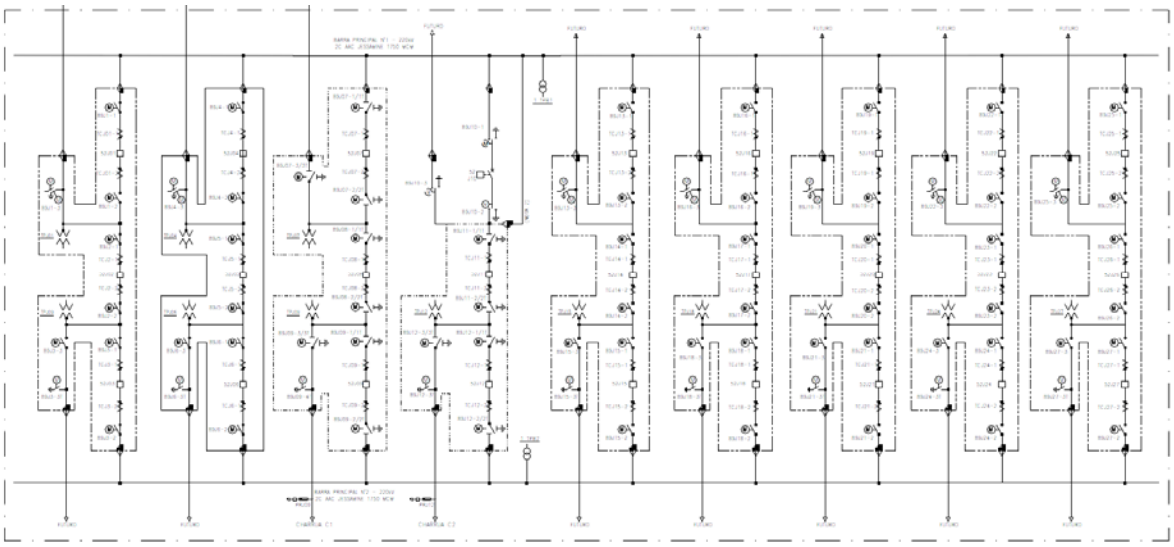


Figura 82: Diagrama unilineal simplificado patio 220 kV de S/E Entre Ríos

Además, se presenta una diagrama de planta con la disposición de los equipos principales

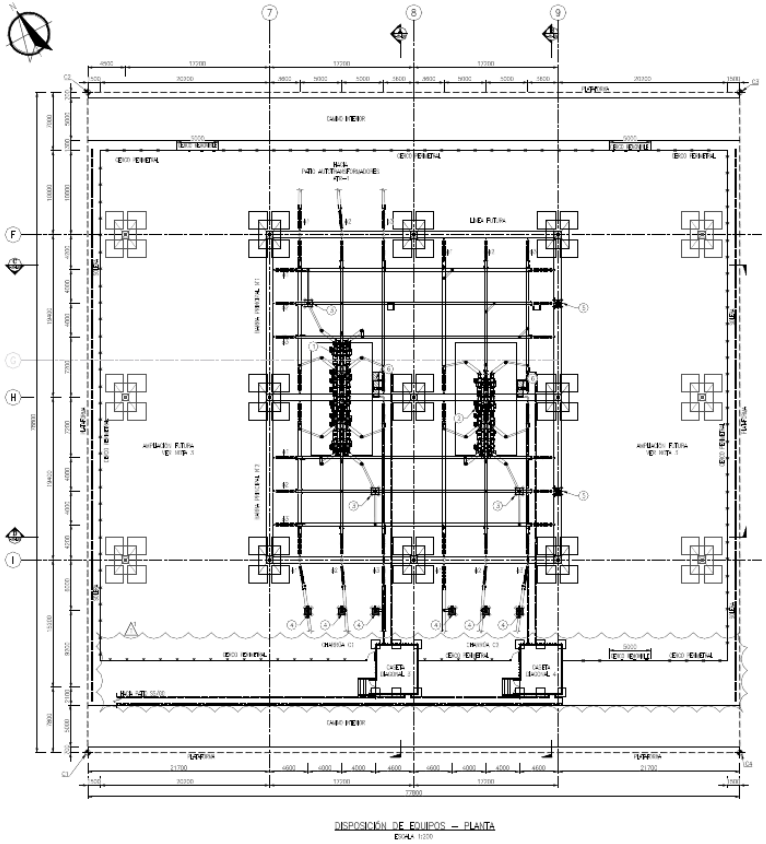


Figura 83: Diagrama de planta con la disposición de equipos de S/E Entre Ríos

De acuerdo a la información que dispone esta Comisión, existe espacio en terreno nivelado y plataforma de la subestación que permitiría extender las barras de 220 kV para dos diagonales completas.

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.1.17.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 220 kV en configuración interruptor y medio para dos nuevas diagonales, considerando adecuación de las instalaciones comunes del patio de 220 kV.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construccion de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.1.17.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.17.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Entre Ríos se consideró lo siguiente.

Tabla 90: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC Jessamine 1750 MCM (metros)	640
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV y ferretería	12

Tabla 91: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 220 kV (2 pilar, 1 viga)	2

10.1.18 AMPLIACIÓN EN S/E CHARRÚA 154 KV (BPS+BT)

10.1.18.1 Situación existente

La subestación Charrúa se ubica en la Región del Bío Bío, comuna de Cabrero, aproximadamente a 160 m.s.n.m.



Figura 84: Vista actual del patio de 154 kV en subestación Charrúa

La subestación Charrúa, tiene un patio de 154 kV con tecnología AIS o Air Insulated Switchgear, en configuración barra principal seccionada más barra de transferencia.

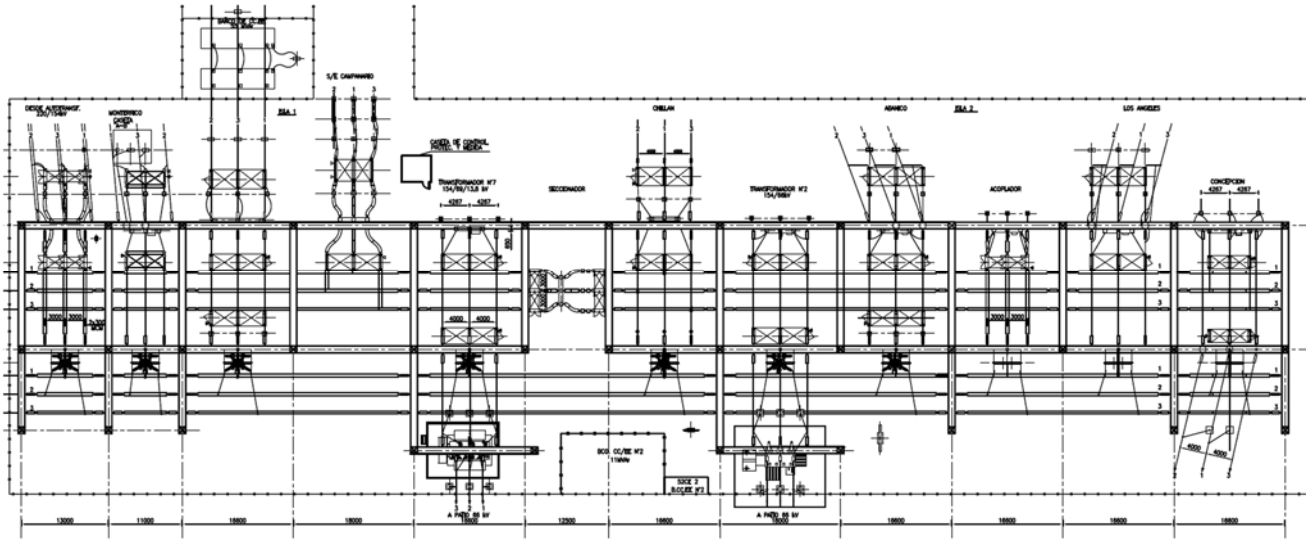


Figura 85: Disposición de equipos actual patio 154 kV subestación Charrúa

10.1.18.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra principal número 2 y la barra de transferencia de 154 kV en un paño de línea, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 154 kV.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construccion de fundacion para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación tanto de la segunda sección de barra principal como de la barra de transferencia de 154 kV con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

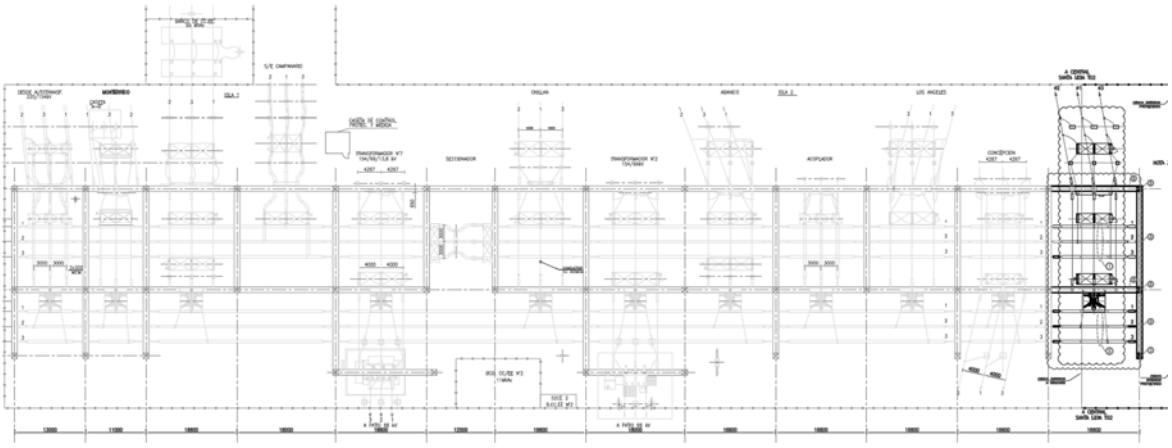


Figura 86: Ampliación propuesta patio 154 kV subestación Charrúa

10.1.18.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de es suficientemente amplio, libre de interferencias, pero se debe considerar una adecuada planificación de los trabajos, delimitando las zonas de riesgo y tomando las medidas necesarias al momento de desconexiones que permitan conectar los puentes de los nuevos tramos de barra.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.18.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Charrúa se consideró lo siguiente.

Tabla 92: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de cobre 202,7 mm^2 400 MCM (metros)	240
2	Cadena de anclaje 154 kV	12

Tabla 93: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 154 kV, 2 pilares 1 viga	2

10.1.19 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS Y SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI

10.1.19.1 Situación existente

10.1.19.1.1 Línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas

El trazado actual de la línea de transmisión de 220 kV Charrúa – Lagunillas, se extiende a lo largo de 84 kilómetros aproximadamente y tiene estructuras que fueron diseñadas y montadas con las crucetas necesarias para soportar dos circuitos, pero solo se tendió uno de estos.

10.1.19.1.2 Subestación Charrúa

La subestación Charrua de propiedad de la empresa Transelec S.A. se ubica aproximadamente a 162 m.s.n.m. en la comuna de Cabrero, en la región del Biobío. La subestación Charrúa actualmente contiene el circuito de la linea de transmisión Charrúa – Lagunillas 1x220 kV, el que se encuentra conectado a la Sección 3 de la barra de 220 KV, en el patio de esa tensión.



Figura 87: Vista subestación Charrúa 220 kV

10.1.19.1.3 Subestación Lagunillas

La subestación Lagunillas de propiedad de la empresa Transelec S.A. se ubica aproximadamente a 13 m.s.n.m. en la comuna de Coronel, región del Biobío. La subestación Lagunillas 220/154 KV, recibe la línea 220 KV existente, proveniente de la subestación Charrúa y también recibirá el tendido del segundo circuito.



Figura 88: Vista subestación Lagunillas

Actualmente la línea de transmisión 1x220 kV Charrúa – Lagunillas cuenta con un conductor AAAC Greeley, con una capacidad de transferencia de 367 MVA con una temperatura ambiente de 25°C con sol.

10.1.19.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Tender el segundo circuito de la actual línea 1x220 kV, entre las subestaciones Charrúa y Lagunillas, en las mismas estructuras que actualmente lleva el circuito N°1. La longitud aproximada del tendido es de 77 km y su capacidad debe ser, al menos, igual a la actual línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas (367 MVA).
- Paños para la conexión a las barras de 220 kV existentes tanto en la subestación Charrúa como en subestación Lagunillas.
- Paños para la conexión del seccionamientos del nuevo circuito en S/E Hualqui.

Para la ejecución del seccionamiento en S/E Hualqui se debe considerar la construcción de los enlaces que van desde el punto de seccionamiento hasta la S/E Hualqui. La ubicación definitiva de la subestación Hualqui será definida por el adjudicatario de la obra, la cual hoy se encuentra en tramitación ambiental ante el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). En el siguiente plan de expansión deberá considerarse la ampliación de las barras en

subestación Hualqui en dos medias diagonales para albergar el seccionamiento del segundo circuito de la línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas. Dicho proyecto además deberá considerar la ampliación de la plataforma y todas las adecuaciones necesarias para la concreción del seccionamiento.

Las estructuras de la actual línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas, fueron diseñadas y montadas con las crucetas necesarias para soportar dos circuitos, pero al momento de su implementación solo se tendió uno de los circuitos.

Debido a la cantidad de líneas que llegan a la S/E Charrúa y/o se desarrollan dentro de ésta, la conexión del Segundo Circuito entre su paño (Bahía) y el vértice V1 de la línea se deberá hacer mediante cable aislado, tendido sobre escalerilla al interior de una canaleta hormigón de aproximadamente 392 m de longitud, bajo el nivel de terreno. Además, debido al poco espacio existente en la zona donde se ubica V1, se propone, en reemplazo de un patio de mufas, instalar en la misma estructura V1 las mufas para la transición de cable desnudo a cable aislado y colgar los pararrayos.

Por otra parte, para ingresar el segundo circuito a la S/E Lagunillas será necesario construir un nuevo tramo de línea en simple circuito, entre el vértice V35 y el marco de línea que quedará disponible en la futura diagonal Nº4.

En base a lo descrito anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- La implementación de un paño de línea en S/E Charrúa 220 kV.
- La modificación y refuerzo de la estructura del vértice V1 de la línea, ubicada al interior de la S/E Charrúa, con la finalidad de permitir, en ésta, la instalación de mufas y pararrayos, así como la bajada a canaleta de los conductores aislados.
- La construcción de una canaleta de hormigón de aproximadamente 392 m de longitud, para el tendido de los cables aislados desde el paño que se implementará en la S/E Charrúa 220 kV, hasta el vértice V1 de la línea.
- La construcción de un tramo de línea de simple circuito, de aproximadamente 695 m, a la llegada de la S/E Lagunillas con 4 estructuras para simple circuito para facilitar la llegada al paño de línea correspondiente. Además se deberá obtener la servidumbre predial correspondiente.
- La instalación en la línea de los conjuntos de aislación y el tendido del cable conductor, AAC 927,2 MCM, código Greeley, tanto en las estructuras existentes como en las del nuevo tramo de llegada a S/E Lagunillas.
- La instalación del cable de guardia tipo Alumoweld 7 AWG #8, en el nuevo tramo de línea destinado a la llegada del segundo circuito a la S/E Lagunillas 220 kV.
- El tendido y conexionado del cable aislado de 220 kV, en S/E Charrúa.
- En S/E Lagunillas 220 kV completar la futura diagonal Nº4, que se encontrará implementada con media diagonal.

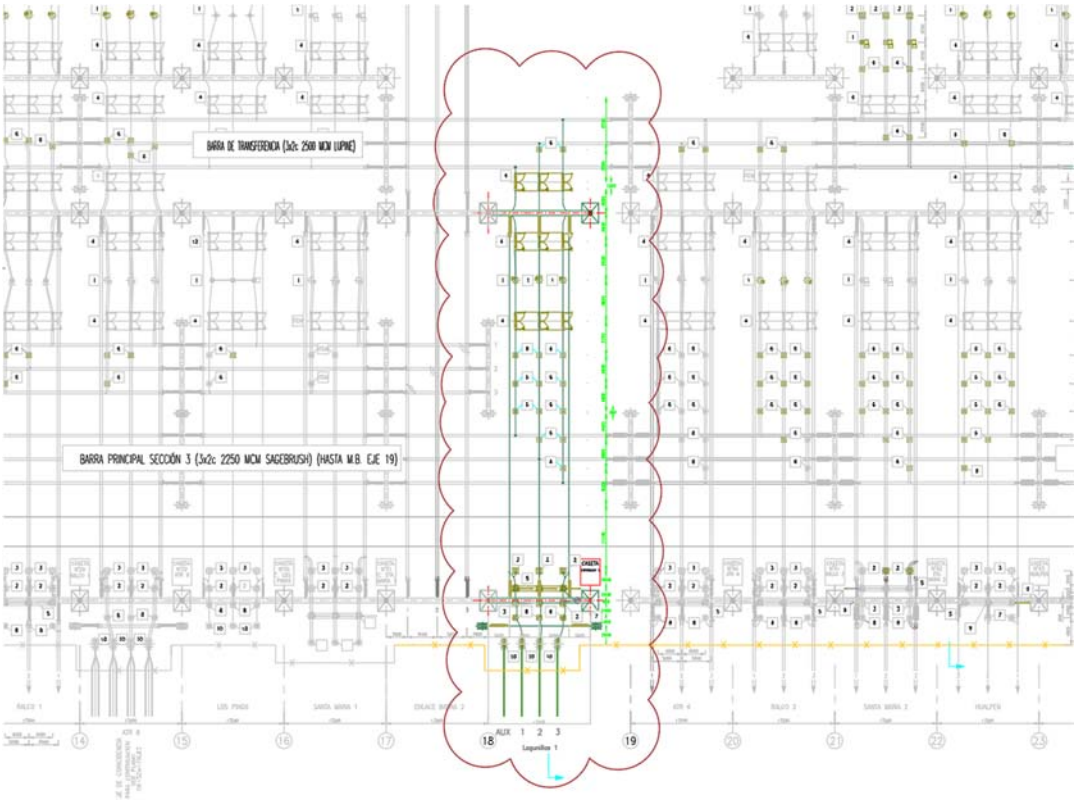


Figura 89: Disposición de equipos proyectada en Subestación Charrúa

10.1.19.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

Los trabajos de instalación de conductor del nuevo circuito, en general se realizarían en la franja de la servidumbre y utilizando las mismas estructuras del actual circuito N° 1. Pero se debe considerar que a la llegada a la subestación Lagunillas se deberá construir un nuevo tramo de simple circuito con 4 estructuras y 695 metros de longitud para acceder al paño de linea en la subestación. Para esto será necesario obtener servidumbre y es probable que requiera la tramitación ambiental correspondiente.

Tanto en la subestación Charrúa como en Lagunillas, el terreno de la subestación es amplio y los trabajos a realizar son dentro del patio existente por lo que no presentaría problemas con los habitantes, comunidades o edificaciones cercanas.

La programación de instalación del conductor, debe realizarse considerando las necesidades de operación que pueden presentarse y/o las contingencias en el sistema, que deben ser verificadas con el Coordinador.

En el caso de las subestaciones deberán considerarse las desconexiones necesarias para conectar lor equipos a las barras.

10.1.19.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización del proyecto de se consideró lo siguiente:

10.1.19.4.1 Línea de transmisión

Tabla 94: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Greeley 927,2 MCM (metros)	276.150
2	Cadena aislador de anclaje 220 kV, carga rotura mayor	36
3	Cadena aislador de anclaje 220 kV, carga rotura media	216
4	Cadena aislador de suspensión	630

Tabla 95: Estructuras y obras civiles principales

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Construcción nuevas estructuras	4
2	Readecuación estructuras	10

10.1.19.4.2 Subestación Charrúa

Tabla 96: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor de poder tripolar 220 KV, 3150 A, 40 KA	1
2	Transformador de potencial inductivo 220 KV	3
3	Transformador de corriente 220 KV	3
4	Desconectador horizontal tripolar motorizado sin puesta a tierra 220 KV	2
5	Desconectador horizontal tripolar motorizado con puesta a tierra 220 KV	2
6	Aislador de pedestal 220 KV	15
7	Trampa de onda	2
8	Pararrayos 220 KV	3
9	Mufas 220 KV	8
10	Cable XLPE 230 kV (metros)	1720

Tabla 97: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Portal de línea 220 kV, 1 pilar, 1 viga	2
2	Pilar marco de barra 220 kV	2
3	Cuchilla puesta a tierra 220 kV	3
4	Soporte pararrayos 220 kV	3
5	Soporte transformador de medida	6
6	Soporte aislador de pedestal 220 kV	14
7	Soporte desconectador tripolar horizontal 245 kV	1
8	Soporte Mufa terminal de cable 220 KV	6

10.1.19.4.3 Subestación Lagunillas

Tabla 98: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	Interruptor de poder accionamiento monopolar 220 kV	1
2	Transformador de potencial 220 kV	3
3	Desconectador horizontal tripolar motorizado sin puesta a tierra 220 kV	2
4	Desconectador horizontal tripolar motorizado con puesta a tierra 220 kV	1
5	Aislador de pedestal 220 kV	3
6	Trampa de onda	1
7	Condensador de acoplamiento 220 kV	2
8	Pararrayos 220 kV	3
9	Transformador de corriente 220 kV	6
10	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2	1.100

Tabla 99: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Portal de línea 220 kV, 2 pilares, 1 viga	1
2	Viga marco de barra 220 kV	1
3	Pilar marco de barra 220 kV	2
4	Soporte pararrayos 220 kV	3
5	Soporte transformador de medida	3
6	Soporte aislador de pedestal 220 kV	3
7	Soporte desconectador tripolar horizontal 245 kV	3
8	Soporte condensador de acoplamiento 220 kV	1

10.1.20 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA – TEMUCO

Los detalles de los requerimientos de ingeniería conceptual del proyecto “Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Mulchén” se encuentran en el documento “Análisis Propuesta de Expansión de Subestaciones del Sistema de Transmisión, Línea Charrúa – Mulchén 220 kV” elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, incorporado como anexo al Informe complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019.

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

10.1.21.1 Situación existente

La subestación El Rosal, actualmente en construcción, es de propiedad de la empresa Eólico Monte Redondo y se ubica aproximadamente a 150 m.s.n.m, en la región del Biobío, Comuna de Los Ángeles y con coordenadas referenciales UTM zona 18H: 735156,42 Este, 5874190,09 Sur. A continuación se presenta una proyección de la ubicación de la S/E El Rosal.

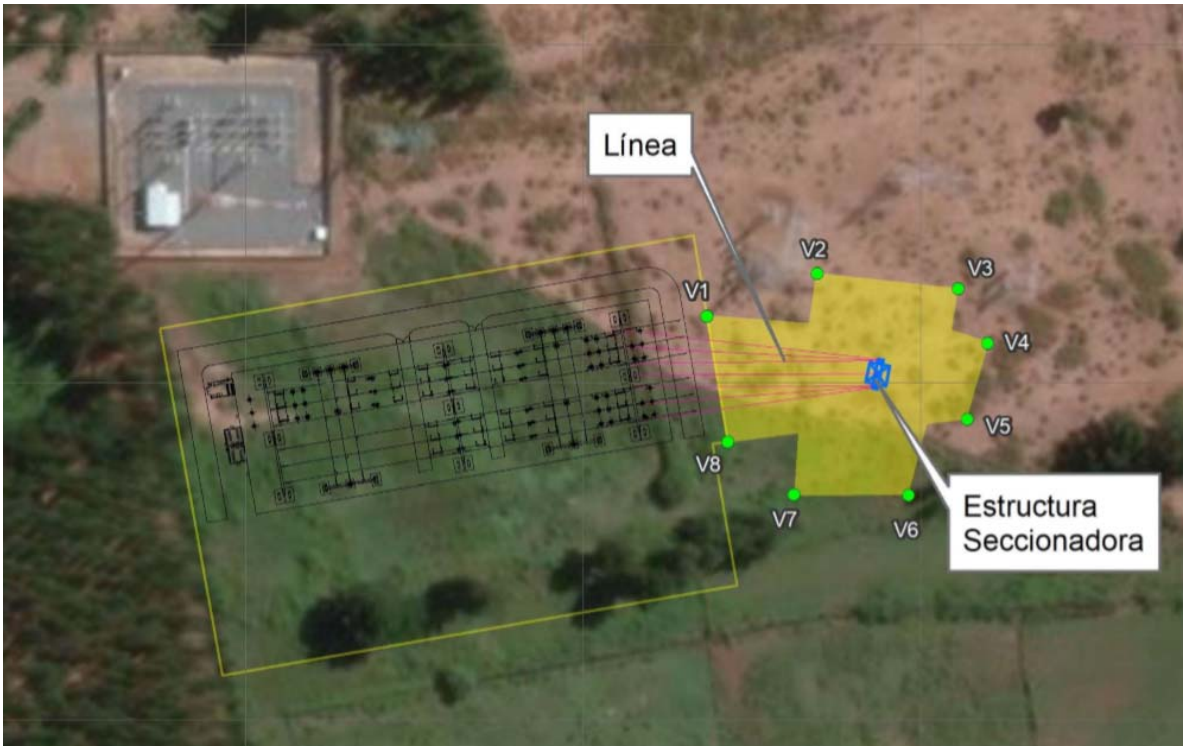


Figura 90: Ubicación futura de la Subestación El Rosal

La subestación El Rosal, propuesta en el Plan de Expansión Nacional 2016-2017 mediante Decreto Exento N°422 de 2017 del Ministerio de Energía, deberá construir un patio en 220 kV en configuración interruptor y medio en tecnología AIS o Air Insulated Substation, con capacidad de al menos 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente, dejándo disponible 2 medias diagonales con barras extendidas y espacio en terreno nivelado para futuros proyectos.

De acuerdo a la información que dispone esta Comisión, existe espacio en terreno nivelado hacia el sur de la subestación que permitiría extender las barras de 220 kV en dos diagonales completas. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la extensión de las barras.

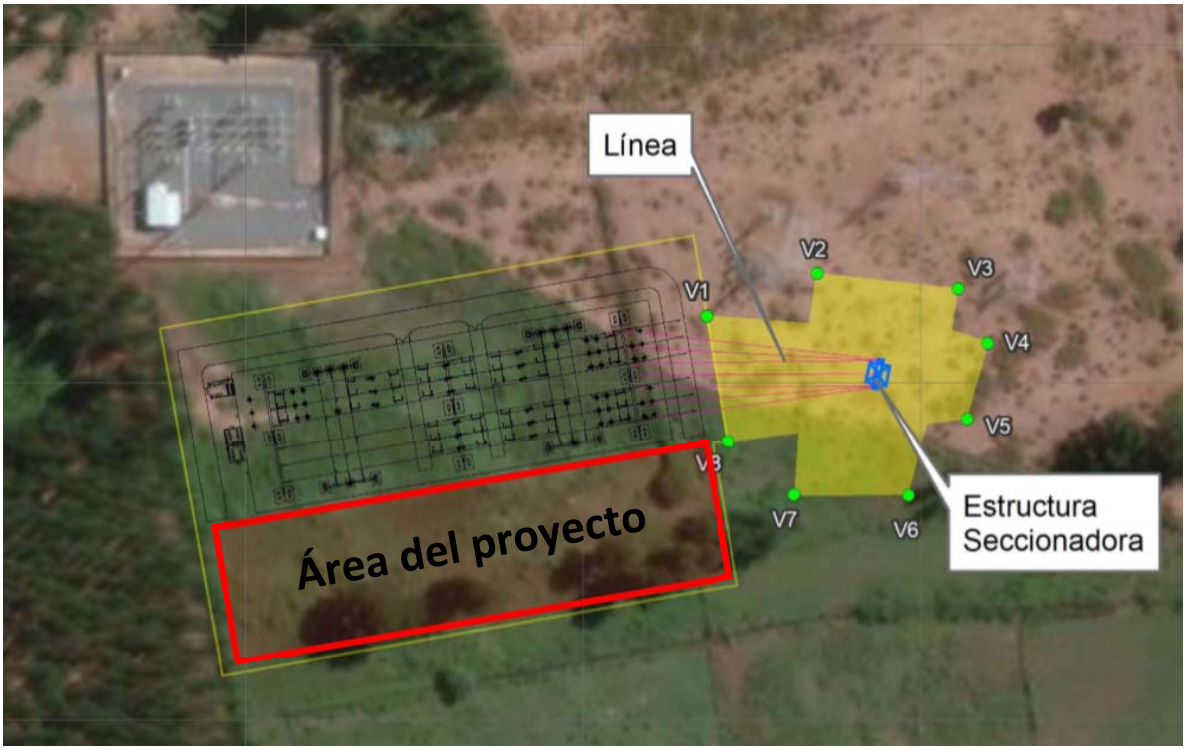


Figura 91: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E El Rosal

10.1.21.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 220 kV en la misma configuración de barras que se encuentra en construcción, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV para dos nuevas diagonales.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construccion de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.1.21.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

Cabe mencionar que actualmente la subestación se encuentra en construcción, obra que fue fijada mediante Plan de Expansión Nacional 2015-2016 mediante Decreto Exento N°422 de 2017 del Ministerio de Energía, y cuya fecha de entrada en operación se estima para fines del año 2020, por lo que no se visualizan problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.21.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación El Rosal se consideró lo siguiente.

Tabla 100: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC 1192,5 mm^2 (metros)	641
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV y ferretería	12

Tabla 101: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 220 kV (2 pilar, 1 viga)	2

10.1.22 AMPLIACIÓN EN S/E MULCHÉN Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA – TEMUCO

Los detalles de los requerimientos de ingeniería conceptual del proyecto “Ampliación en S/E Mulchén y seccionamiento línea 1x220 kV Charrúa - Temuco” se encuentran en el documento “Análisis Propuesta de Expansión de Subestaciones del Sistema de Transmisión, Informe Ingeniería Conceptual Subestación Mulchén” elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, incorporado como anexo al Informe complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019.

10.1.23 AMPLIACIÓN EN S/E RAHUE 220 KV (BPS+BT)

10.1.23.1 Situación existente

La subestación Rahue de propiedad de la empresa Transelec S.A. se ubica en la región de Los Lagos, comuna de Osorno, aproximadamente a 80 m.s.n.m. y con coordenadas UTM WGS84 zona 18G: 662153 Este, 5506840 Sur.



Figura 92: Vista actual Subestación Rahue

La subestación Rahue, tiene un patio de 220 kV con tecnología AIS o Air Insulated Switchgear, en configuración barra principal seccionada más barra de transferencia. El patio está compuesto por 6 paños que seccionan los dos circuitos de la línea Puerto Montt – Valdivia 2x220 kV y la Línea Pilauco – Antillanca 1x220 kV.

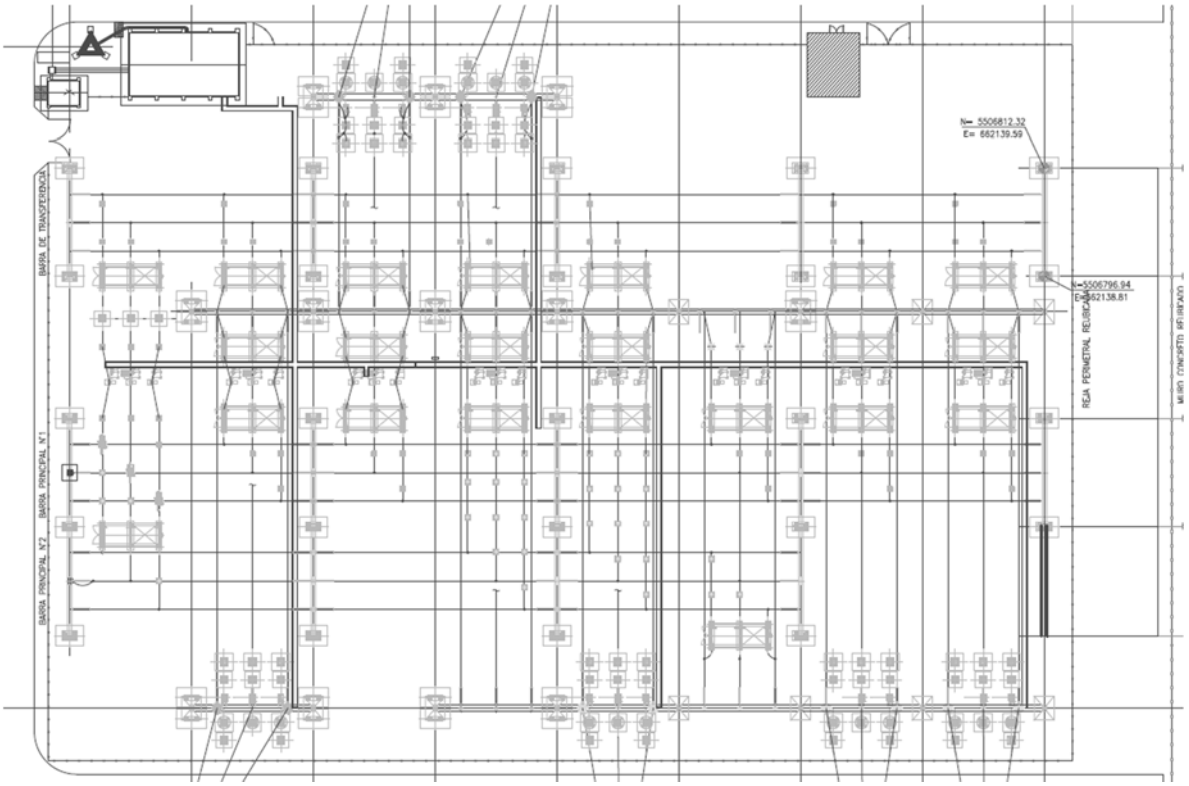


Figura 93: Disposición de equipos Subestación Rahue

10.1.23.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la segunda sección de barra y la barra de transferencia de 220 kV en un paño de línea, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construccion de fundacion para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación tanto de la segunda sección de barra principal como de la barra de transferencia de 220 kV con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

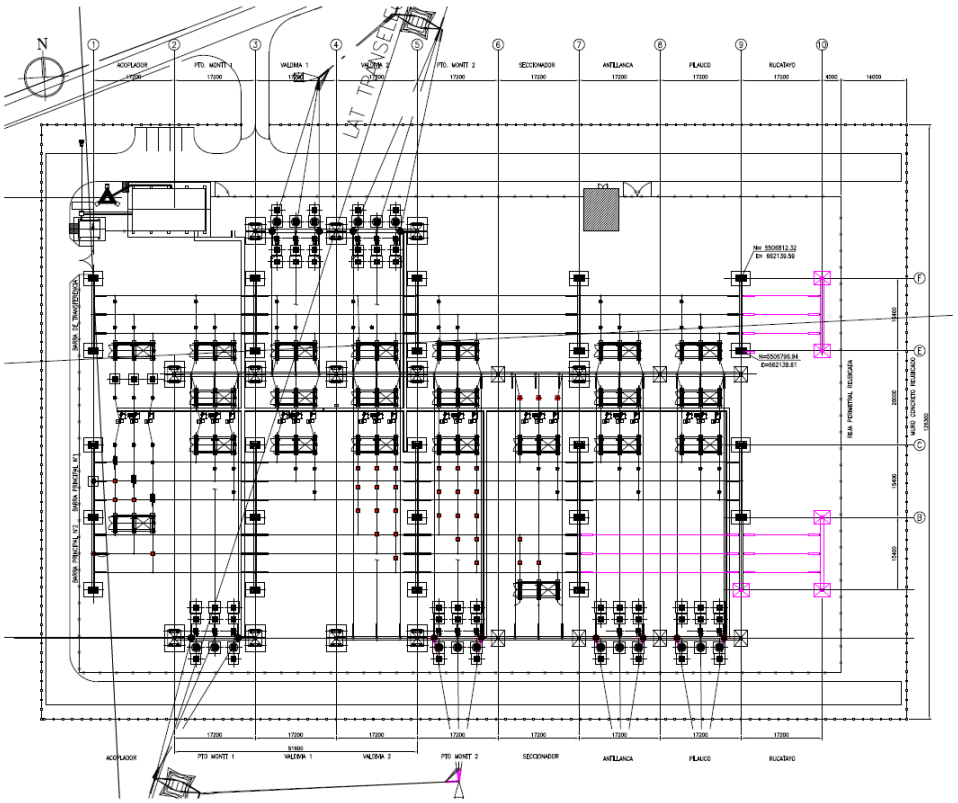


Figura 94: Ampliación propuesta Subestación Rahue

10.1.23.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.23.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Rahue se consideró lo siguiente.

Tabla 102: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor AAAC Coreopsis (metros)	206
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV	18

Tabla 103: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 220 kV, 2 pilares 1 viga	2
2	Marco de barra 220 kV, 1 pilar, 1 viga	1

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

10.1.24.1 Situación existente

La subestación Tineo de propiedad de la empresa Transelec S.A., actualmente en construcción, se ubica aproximadamente a 115 m.s.n.m, en la región de Los Lagos, comuna de Llanquihue y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18G: 659230.21 Este, 54280069.70 Sur.

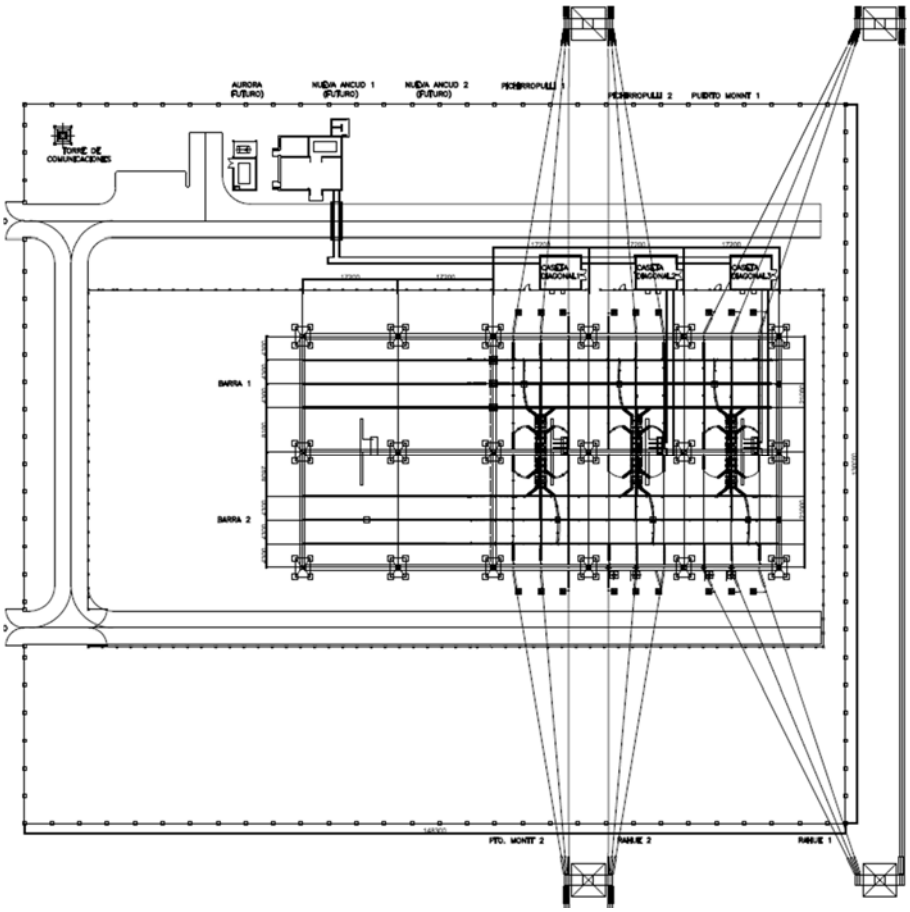


Figura 95: Disposición de equipos

La subestación Tineo, tiene un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio con tres diagonales completas en tecnología GIS o Gas Insulated Switchgear. Además, de acuerdo al Decreto Exento N° 293 de 2018 del Ministerio de Energía, define la ampliación de la barra de 220 kV para la conexión de la obra “Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV, 2x1500 MVA, Nuevo cruce aéreo 2x500 kV, 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y Nueva S/E Ancud 220 kV" fijada mediante el Decreto Exento N°422 del 2017 del Ministerio de Energía, considerando que la conexión se realice en dos medias diagonales.

10.1.24.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra 220 kV en dos diagonales en configuración interruptor y medio considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construccion de fundacion para el marco de barra.
- Instalación de marco de barra para la ampliación de la barra de 220 kV con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.

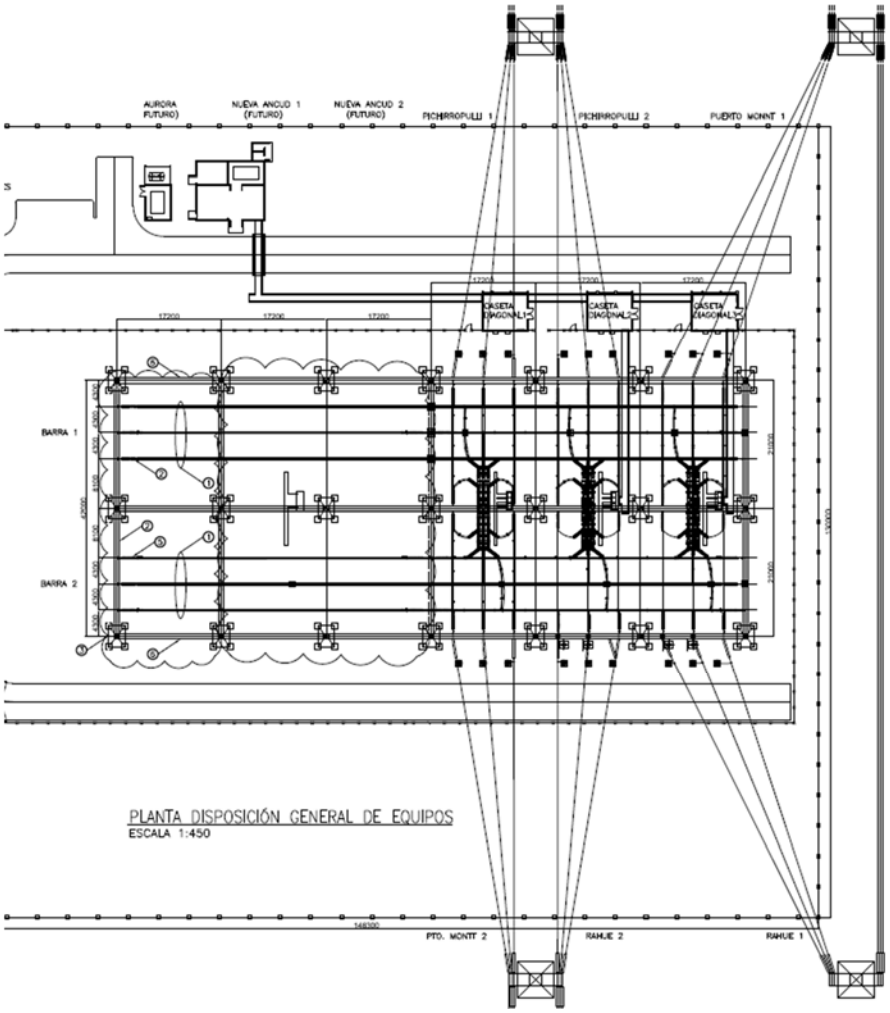


Figura 96: Disposicón de equipos proyectada

10.1.24.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

Si bien no hay información al respecto, considerando que el diseño es estándar con diagonales idénticas y construidas sobre los mismos ejes, se supone que no se presentarán dificultades para la construcción de las fundaciones, como por ejemplo con conductores de malla de tierra y/o con canaletas de control.

En consecuencia, se puede aseverar que no hay interferencias ni requerimientos especiales para la construcción de las obras, además el terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

10.1.24.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Tineo se consideró lo siguiente.

Tabla 104: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor AAAC Coreopsis (metros)	641
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV	12

Tabla 105: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 220 kV, 2 pilares 1 viga	2
2	Portal de línea 220 kV, 1 pilar, 1 viga	2
3	Portal de línea 220 kV, 1 pilar	6

10.1.25 AMPLIACIÓN EN S/E CHILOÉ Y TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV NUEVA ANCUD – CHILOÉ

10.1.25.1 Situación existente

La subestación Nueva Ancud actualmente se encuentra en construcción por parte de Transelec Holdings Rentas Limitada, y se ubicará a una altura aproximada de 77 m.s.n.m, en la región de Los Lagos. En tanto, la subestación Chiloé es de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS S.A.), y se ubica aproximadamente a 151 m.s.n.m, en la misma región.

Por otra parte, actualmente, en la zona se encuentra construida, en torres de doble circuito, la Línea 2x220 kV Melipulli – Chiloé, de propiedad de STS S.A., a excepción del tramo comprendido por el cruce del canal de Chacao (entre las estructuras Punta Barranco y Punta San Gallán), cuyo propietario es Transelec S.A. Dicha línea posee actualmente un conductor tipo AAAC Flint, y será seccionada por la subestación Nueva Ancud, fijada en el Decreto Exento N° 422 de 2017 del Ministerio de Energía.

La siguiente figura muestra el trazado de la línea existente.



Figura 97: Trazado de la Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé

En tanto, el área de ambas subestaciones está definida como se indica a continuación:



Figura 98: Área de S/E Nueva Ancud (en construcción). Área de S/E Chiloé

La subestación Nueva Ancud, actualmente se encuentra siendo construida según las condiciones fijadas por el proyecto "Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo Cruce Aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV" en el Decreto Exento N° 422 de 2017 del Ministerio de Energía. La S/E Nueva Ancud cuenta con un patio de 220 kV en configuración en interruptor y medio y con barras basadas en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear. Dicha S/E contará con dos diagonales tendidas, cuyos paños corresponderán a la nueva línea hacia S/E Tineo (2 paños), S/E Melipulli (1 paño), S/E Chiloé (1 paño). Adicionalmente, es importante resaltar que, según se observa en los planos de planta, la S/E Nueva Ancud poseerá espacio en barra para la construcción de dos diagonales.

En tanto, la S/E Chiloé, se encuentra compuesta por dos patios: uno de 220 kV y otro de 110 kV, conectados mediante un banco de autotransformadores 220/110/23 kV (más unidad de reserva), con una capacidad total de 90 MVA. El patio en 220 kV posee un patio abierto en configuración en interruptor y medio, con dos diagonales construidas y que será utilizadas para la conexión de las líneas hacia S/E Nueva Ancud (actualmente hacia S/E Melipulli), dos paños hacia la futura S/E Gamboa 220 kV (cerca de la ciduad de Castro, en Chiloé), y un paño utilizado por el transformador actual. Por otra parte, el patio de 110 kV posee configuración barra principal con barra de transferencia, y cuenta con 6 paños: un paño de transformación, un paño acoplador de barras y 4 paños de línea hacia las S/E Ancud, S/E Pid Pid, S/E Degáñ, y S/E San Pedro.

Finalmente, es preciso señalar que dados los antecedentes de ambas subestaciones, Nueva Ancud y Chiloé, contarán con espacio en 220 kV para la conexión del segundo circuito de la Línea 2x220 kV que las une. No obstante, resulta imprescindible la concreción de la S/E Nueva Ancud, actualmente en proceso constructivo.

Los antecedentes de las condiciones actuales de las subestaciones se obtuvieron, tanto del Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental, como del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por las empresas promotoras de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.



Figura 99: Disposición de equipos Nueva Ancud (En Ejecución)

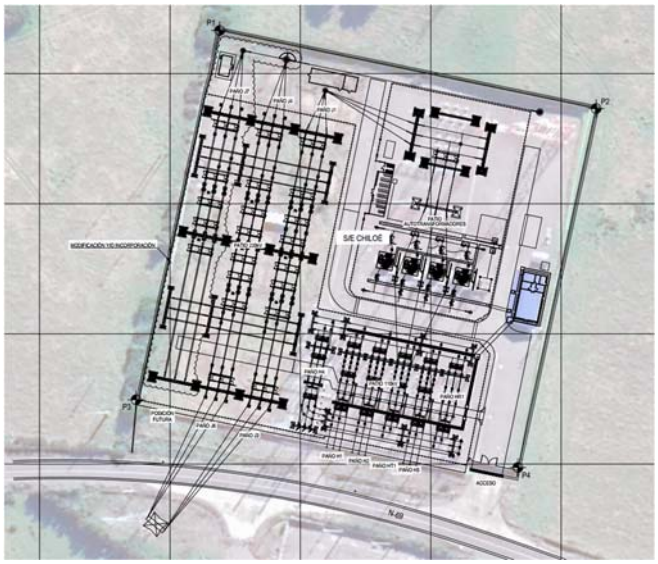


Figura 100: Disposición de equipos Chiloé

10.1.25.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV entre las subestaciones Nueva Ancud y Chiloé, con una capacidad mínima de 500 MVA a 35°C con sol. Se ha estimado una longitud de trazado de aproximadamente 20 km, considerando la utilización de conductores de alta temperatura y baja flecha. Incluye montaje de crucetas, aisladores y ferretería asociada.
- Construcción de medias diagonales de 220 kV en la S/E Nueva Ancud y la S/E Chiloé, incluyendo el respectivo equipamiento de poder.
- Ampliación de barras y plataforma de S/E Chiloé para permitir la conexión del nuevo circuito.

Para la conexión de los extremos de los paños de línea, se visualizó que en ambas subestaciones terminales existe espacio donde es factible construir los paños de línea correspondientes, requiriéndose únicamente la extensión de barras y plataforma en S/E Chiloé.

En lo que respecta al nuevo circuito es preciso indicar que se ha estimado la longitud del trazado de manera de utilizar las mismas estructuras del primer circuito. Corresponderá al adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar si se requieren nuevas estructuras o refuerzos de las existentes, para soportar el nuevo circuito. Adicionalmente, el uso de las estructuras existentes, implica que eventualmente no tendrán que establecerse nuevas servidumbres, las cuales de existir, deberán ser determinadas por el adjudicatario.

Finalmente, se propone la colocación de los equipos extremos de línea en las áreas identificadas en las siguientes imágenes.



Figura 101: Área del Proyecto en S/E Nueva Ancud (En construcción)

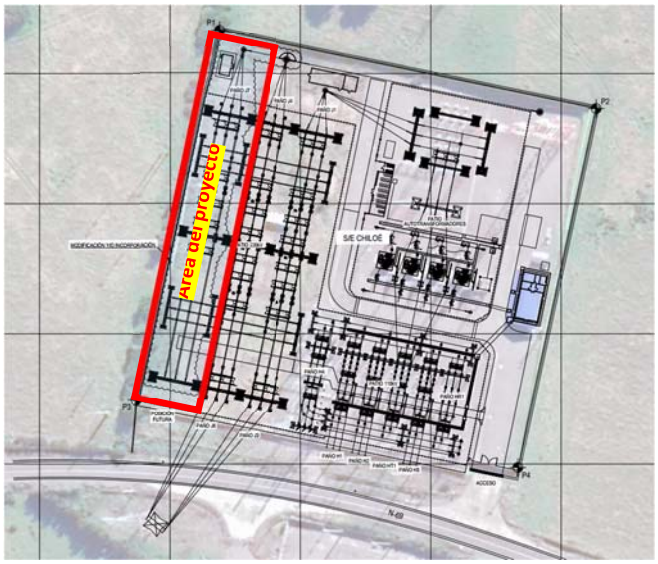


Figura 102: Área del Proyecto en S/E Chiloé

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Tramitación ambiental del proyecto.
- Tramitación de eventuales servidumbres con propietarios de terrenos.
- Construcción de plataforma para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de fundaciones para el nuevo equipamiento y estructuras.
- Acondicionamiento del equipamiento de servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Desarrollo de canalizaciones e instalación de protecciones de los nuevos paños de línea.

- Ampliaciones (o nuevas instalaciones) de casetas de control, según lo determine el adjudicatario.
- En S/E Chiloé, ejecutar las siguientes actividades: Movimiento de tierras, construcción de plataforma de patios, malla de puesta a tierra, modificaciones en el cerco interior y nuevos caminos interiores.

10.1.25.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente, afectando mínimamente el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El proyecto contempla la utilización del mismo trazado del primer circuito, toda vez que las estructuras utilizadas, permiten la instalación de un segundo circuito, al instalar las respectivas crucetas requeridas. El trazado del circuito, considera una longitud aproximada de 20 km, para el cual se estima que no será necesaria una mayor tramitación ambiental, así como la adquisición de nuevas servidumbres. Éstas últimas, de requerirse, deberán ser tramitadas por el adjudicatario de la obra de transmisión.

El terreno de las subestaciones dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, teniendo en consideración las obras actualmente en ejecución.

Cabe mencionar que actualmente la subestación Nueva Ancud se encuentra en construcción, obra que fue fijada mediante Plan de Expansión Nacional 2015-2016 mediante Decreto Exento N° 422 de 2017 del Ministerio de Energía, y cuya fecha de entrada en operación se estima para mediados del año 2021, por lo que no se visualizan mayores problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.25.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 106: Suministro y montaje de equipos y materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio ACAR 456 mm^2 (metros)	59.700
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV y ferretería	150
3	Cadena simple de aisladores suspensión 220 kV y ferretería	147
4	Amortiguador Stockbridge	354
5	Interruptor 220 kV, 4000 A, 63 kA, comando Monopolar	2
6	Interruptor 220 kV 4000 A, 63 kA, comando Monopolar, Tanque Muerto	2
7	Desconectador Trifásico 220 kV, sin puesta a tierra, 4000 A	6
8	Desconectador Trifásico 220 kV, con puesta a tierra, 4000 A	2
9	Desconectador Monofásico 220 kV Pantógrafo 3150 A	3
10	Trampa de Onda 3150 A – 40 kA	4
11	Condensador de Acoplamiento 220 kV	4
12	Pararrayos 220 kV	6
13	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	6
14	Transformador de Corriente 220 kV, 5 núcleos	12
15	Aislador de Pedestal	3
16	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	1.700

Tabla 107: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de Barra 220 kV, 2 pilares, 1 viga	2
2	Portal de Línea 220 kV, 2 pilares, 1 viga	6
3	Cruceta para Torre de Anclaje, 1 cond. por fase	30
4	Cruceta para Torre de Suspensión, 1 cond. por fase	147

Se ha considerado movimiento de tierra en S/E Chiloé para la ampliación del patio de 220 kV, y la construcción de la plataforma.

10.1.26 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA

10.1.26.1 Situación existente

Actualmente existe una línea de transmisión 1x220 kV entre la S/E Celulosa Pacífico y el Tap La Esperanza, de propiedad de la empresa CMPC Celulosa, que se encuentra desconectada del Sistema Eléctrico Nacional. En el caso del Tap Esperanza, también desconectado del sistema, es de propiedad de la empresa Transelec y se encuentra ubicado aproximadamente a 23 km al sur de la S/E Mulchén. La subestación Celulosa Pacífico se encuentra a una altura aproximada de 196 m.s.n.m. mientras que el Tap La Esperanza se encuentra a una altura aproximada de 216 m.s.n.m., y se ubican en la región de la Araucanía, comuna de Collipulli. La siguiente figura, muestra el área en donde se encuentran las instalaciones que se intervendrían con el proyecto propuesto.



Figura 103: **Área del proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada**

La línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico, de acuerdo a lo informado por la empresa propietaria y promotora del proyecto, es de aproximadamente 12 km de longitud, de capacidad 223 MVA y conductor AASC Flint, y a pesar de estar en desuso y desconectada del sistema, se encuentra en perfecto estado dado que se realizan mantenimientos periódicos a sus instalaciones. En cuanto a la subestación Celulosa Pacífico, posee un patio en 220 kV en configuración barra simple a la cual se encuentra conectada la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Celulosa Santa Fe, todas instalaciones dedicadas. En el caso la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos, de propiedad de Transelec, tiene una longitud de aproximadamente 92 km con una capacidad de 264 MVA y conductor ACAR 455,7 mm^2.

En base a los antecedentes proporcionados por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019, es que a continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado de la configuración de la subestación propuesta para la zona.

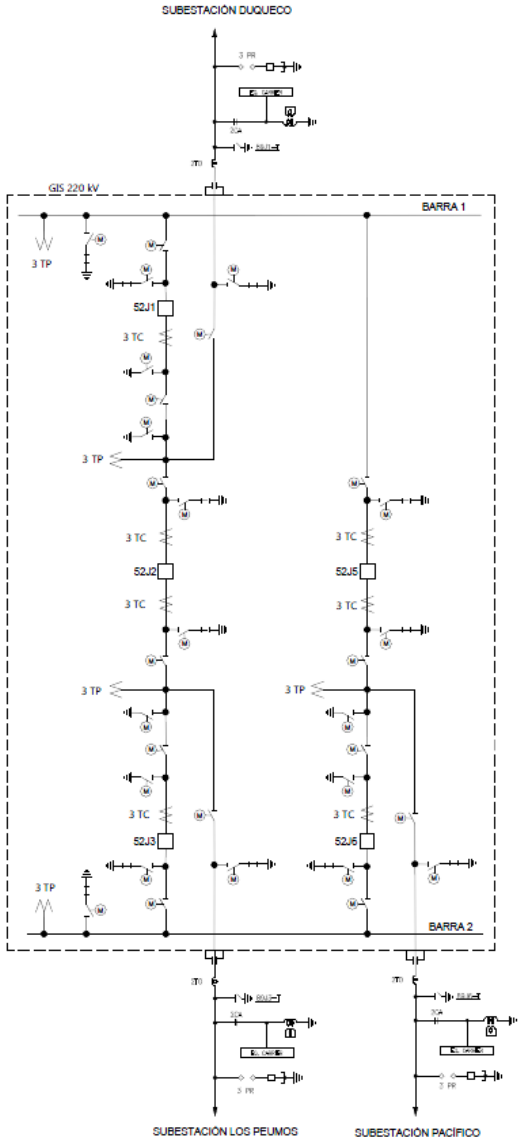


Figura 104: Diagrama unilineal simplicado propuesto para la Nueva S/E Seccionadora La Invernada

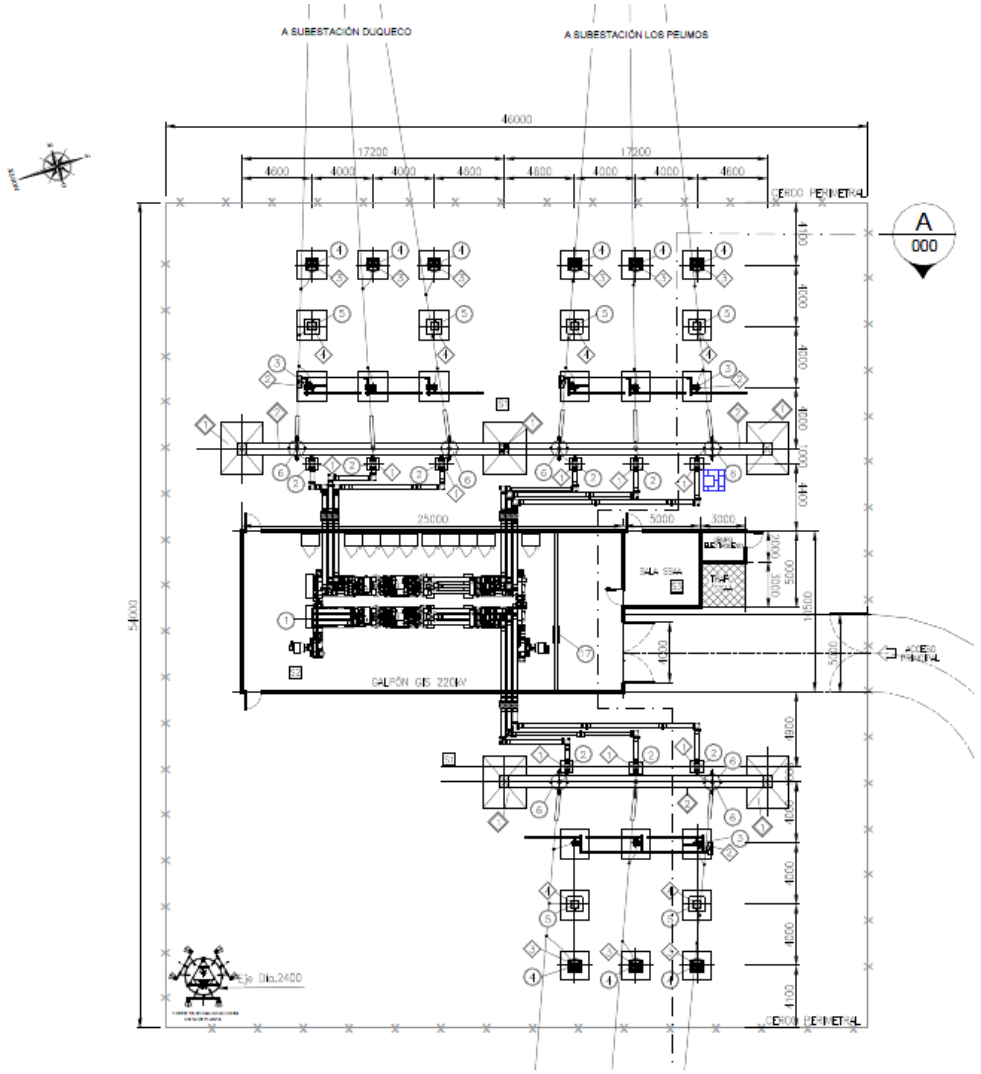


Figura 105: Diagrama de planta con disposición de equipos propuesto para la Nueva S/E Seccionadora La Invernada

10.1.26.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de nueva subestación seccionadora en 220 kV, en configuración interruptor y medio, que permita la conexión del seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos y de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico.
- Construcción de los paños en AT para la conexión de las líneas mencionadas.

En lo que respecta a la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico es preciso señalar que se deberá verificar el estado actual de manera que cumpla con la normativa técnica vigente al momento de la etapa de conexión del proyecto. Será responsabilidad del adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado adicional que deberá construirse para la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico a

la nueva subestación, incluyendo la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Compra de terreno.
- Movimiento de tierra, plataforma, mallas de puesta a tierra, cierros perimetrales, entre otras.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Instalación comunes para protecciones y servicios auxiliares.

10.1.26.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

10.1.26.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión. Para efectos de la determinación de un valor referencial de la obra, se ha considerado una subestación en tecnología GIS (Gas Insulated Substation), sin perjuicio que se ha dejado libre el tipo de tecnología en la propuesta general.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 108: Suministro y montaje de equipos y materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Modulo GIS interior 220 kV interruptor y medio (1 diagonal y media)	1
2	Pararrayos 220 kV	1
3	Mufa para ducto GIS 220 kV	9

Tabla 109: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Galpón GIS	1
2	Portal de línea 220 kV (pilares y viga)	3

Adicionalmente, se ha considerado compra de terreno que permita la configuración y tecnología mencionada anteriormente.

10.2 OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

10.2.1 AMPLIACIÓN EN S/E PALAFITOS (NTR ATMT)

10.2.1.1 Situación existente

La subestación Palafitos de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 80 m.s.n.m, en la región de Tarapacá, comuna de Iquique y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 381803,05 Este, 7763974,81 Sur.



Figura 106: Ubicación de S/E Palafitos

La subestación Palafitos, actualmente tiene un patio de 110 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con un transformador de poder 110/13,8 kV, de 33 MVA de capacidad máxima y se conecta al sistema mediante la línea en 110 kV de simple circuito hacia la subestación Cóndores. Cabe señalar que sólo existe 1 interruptor de poder en la subestación, el cual corresponde a la conexión en alta tensión del transfromador de poder existente. Además, posee una sala de celda en 13,8 kV en

configuración barra principal seccionada con cuatro posiciones de salida por cada sección de barra.

A continuación se presenta un diagrama unilineal de la S/E Palafitos.

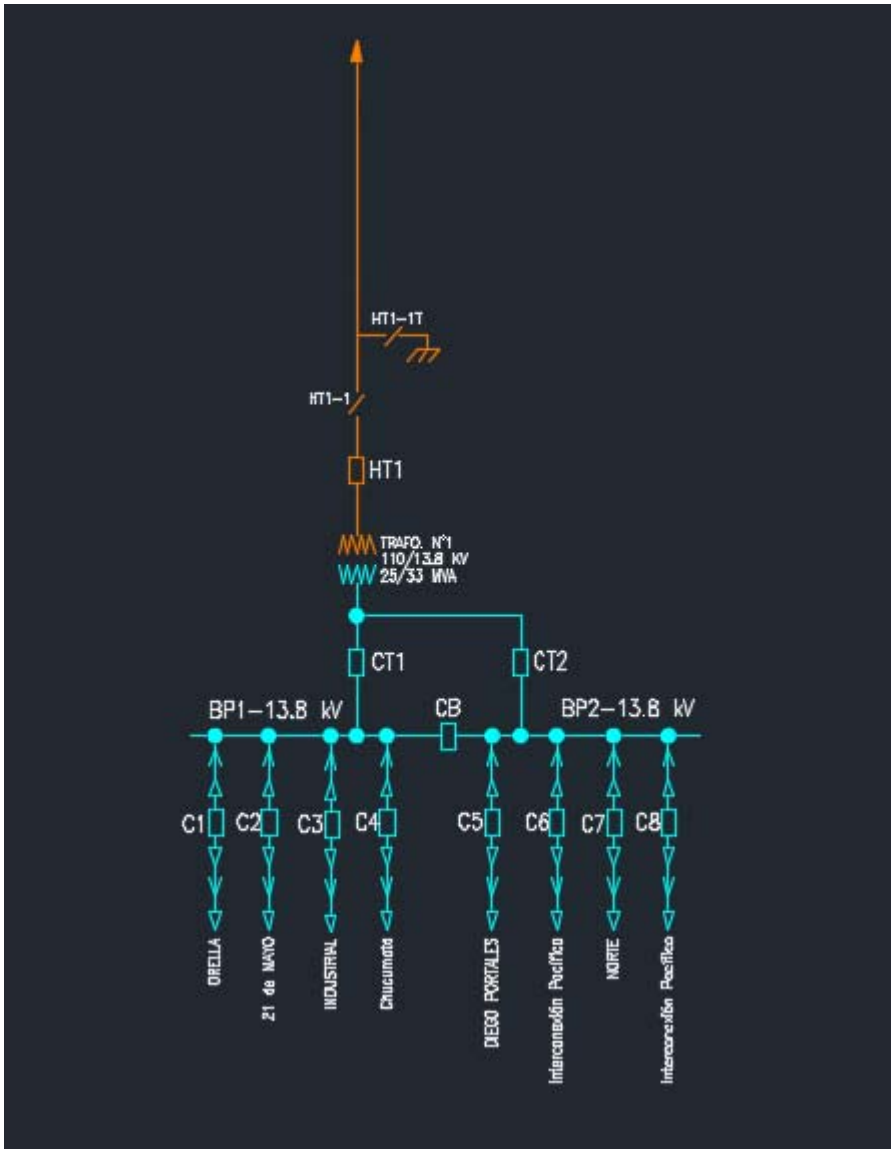


Figura 107: Unilineal S/E Palafitos (Actual)

De acuerdo a la figura anterior, el patio en 110 kV está compuesto por un desconectador con puesta a tierra correspondiente a la llegada de la línea 1xx10 kV Cóndores – Palafitos un juego de desconectador más interruptor de poder correspondiente al transformador existente. El transformador de poder de la subestación, 110/13,8 kV y 33 MVA capacidad máxima, se conecta a la sala de celdas de 13,8 kV mediante dos arranques con interruptor hacia cada sección de barra.

Cabe señalar que la información técnica de la subestación Palafitos con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e

insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

10.2.1.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una barra en 110 kV, en configuración barra simple con capacidad de al menos 100 MVA a 35°C temperatura ambiente y con sol.
- Instalar un nuevo transformador 110/13,8 kV 40 MVA con CDBC.
- Instalar los paños de conexión del nuevo transfromador en alta y media tensión, este último en celda.
- Completar el paño de llegada a la subestación de la línea 1x110 kV Cóndores – Palafitos mediante un equipo HIS.
- Completar el paño de conexión del transformador de poder existente a la nueva barra en 110 kV.
- Construcción de nueva sala de celdas en 13,8 kV en configuración barra simple, que permita la conexión de 6 nuevos paños de alimentadores de media tensión en 13,8 kV más una posición para un nuevo banco de condensadores, una posición de entrada del transformador a la barra y una posición acopladora de barras para la conexión a las celdas existentes.
- Instalación de un banco de condensadores de 5 MVAr conectado en una posición de media tensión.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la construcción de una barra en 110 kV y la instalación de un nuevo transformador, paño de alta tensión y una nueva sala de celdas con su correspondiente equipamiento de conexión en el lado de media tensión al nuevo transformador, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción. Para el caso de completar el paño de la línea 1x110 kV Cóndores – Palafitos, se propone instalar un equipo híbrido compacto de manera de hacer un uso eficiente del espacio disponible de la subestación.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.



Figura 108: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Palafitos

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de una barra de 110 kV.
- Completar el paño de línea en 110 kV, de tecnología híbrido compacto.
- Instalación de un paño de transformación en 110 kV.
- Construcción de plataforma para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de muro cortafuegos para el nuevo transformador de poder.
- Instalación de un juego de transformadores de potencial para la barra.
- Nueva Sala de Celdas en 13,8 kV para al menos 8 posiciones.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV) y media tensión (12 kV).
- Construcción de mufa para cable de poder XLPE 15 kV que permita la conexión del nuevo transformador con la sala de celdas.
- Construcción de cámaras de hormigón.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.1.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras

detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación del equipamiento híbrido compacto cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos equipamientos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.1.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Palafitos se consideró lo siguiente.

Tabla 110: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 110/12 kV 50 MVA con CDBC	1
2	Interruptor de Poder 110 kV, hibrido compacto	1
3	Transformador de Potencial 110 kV	3
4	Mufas para cable de poder XLPE 15 kV	15
5	Cable de poder monopolar XLPE, 15 kV (metros)	150
6	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 m2 (metros)	60

Tabla 111: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de Barra 110 kV (2 pilares, 1 viga)	2
2	Muro cortafuego para equipo 110 kV	1
3	Sala de celdas (para 14 posiciones)	1
4	Foso recolector de aceite para equipos 110 kV	1

10.2.2 AMPLIACIÓN EN S/E VALLENAR (NTR ATMT)

10.2.2.1 Situación existente

La subestación Vallenar de propiedad de Transelec S.A. se ubica aproximadamente a 433 m.s.n.m, en la región de Atacama, comuna de Vallenar y con coordenadas referenciales UTM zona 19J: 325988,95 Este, 6839118,53 Sur.



Figura 109: Ubicación de S/E Vallenar

La subestación Vallenar, posee dos barras de alta tensión en 110 kV en tecnología AIS o Air Insulated Substation, a la cual una (barra principal) se encuentra conectada las líneas 1x110 kV Vallenar – Maitencillo y la línea 1x110 kV Vallenar – Edén y la otra barra (barra auxiliar) se encuentra conectada la barra principal y los equipos de transformación de la subestación. Los equipos de transformación están compuestos por dos transformadores de 110/13,8 kV, ambos de 10 MVA de capacidad máxima, conectadas en paralelo a un patio de media tensión en 13,8 kV en configuración barra principal y tecnología AIS o Air Insulated Substation. A continuación se presenta un diagrama unilineal de la subestación.

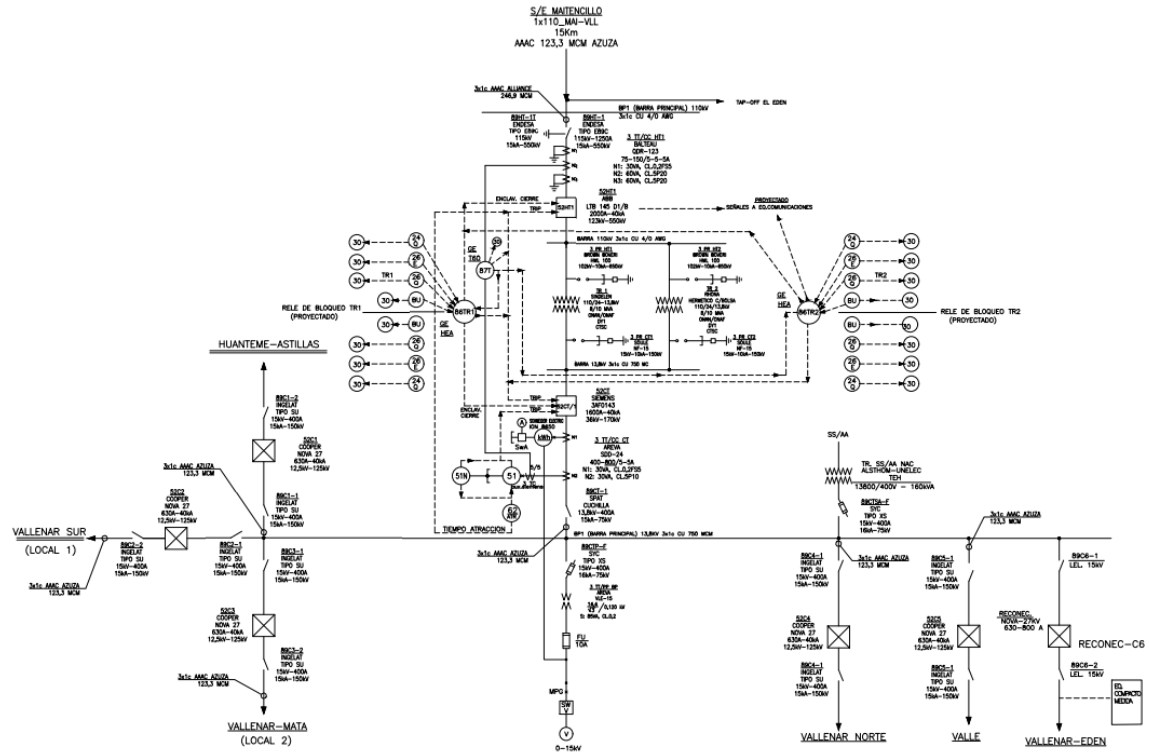


Figura 110: Diagrama unilineal de S/E Vallenar (Actual)

Además, se presenta a continuación un diagrama de planta con la disposición de los equipos principales en el patio de 110 kV de la S/E Vallenar.

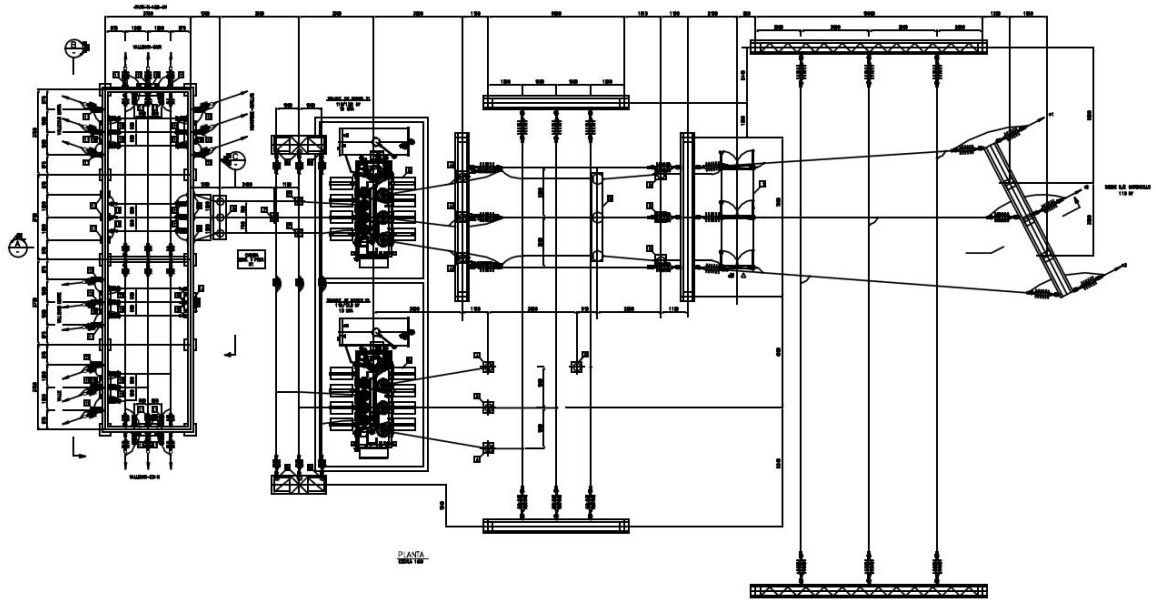


Figura 111: Diagrama de planta actual de S/E Vallenar

De acuerdo a la información proporcionada por la empresa, existe espacio disponible en la subestación hacia el lado suroeste del patio de 110 kV que permitiría la extensión de la barra auxiliar en ese nivel de tensión para una posición adicional, a la cual se conectaría el nuevo equipo de transformación con sus correspondientes paños de conexión y el nuevo patio de media tensión en 13,8 kV. A continuación se presenta un diagrama de planta con la disposición de los equipos principales y futuros en la S/E Vallenar.

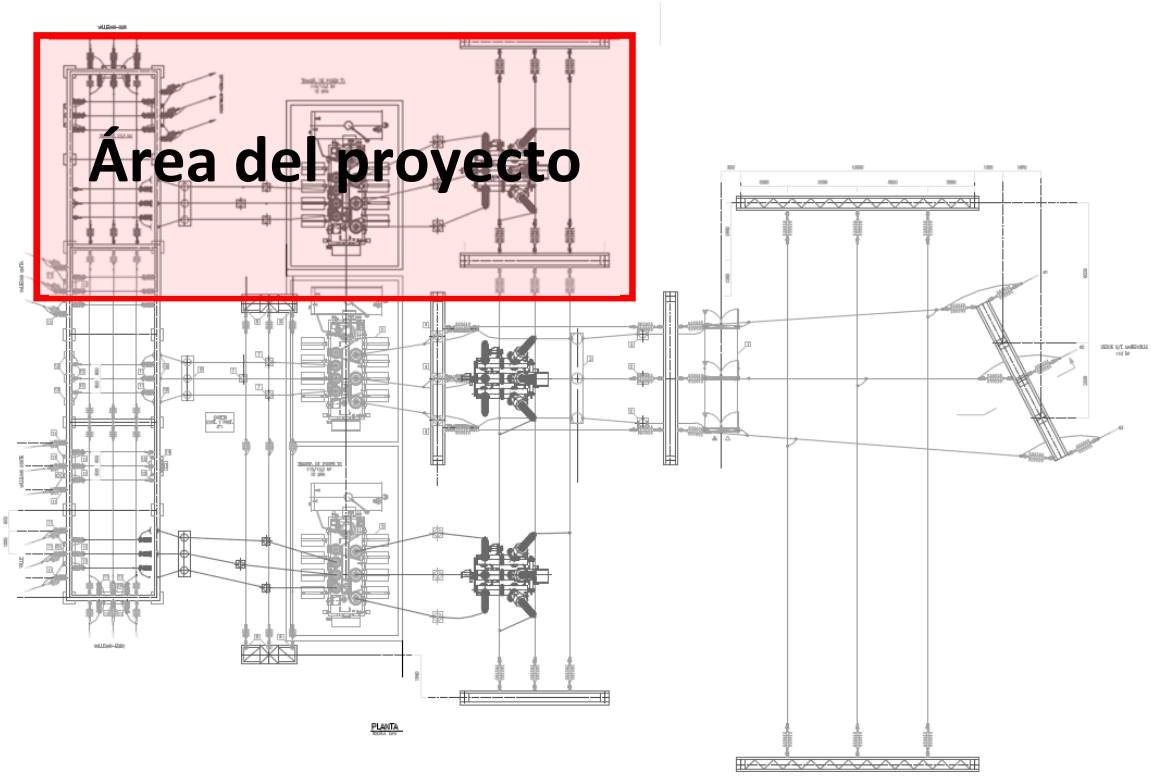


Figura 112: Diagrama de planta actual de S/E Vallenar

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.2.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 110/13,8 kV 30 MVA con CDBC.
- Extensión de la barra auxiliar en 110 kV en configuración barra simple para una nueva posición.
- Instalar nuevos paños de conexión en alta y media tensión para el nuevo equipo de transformación.
- Instalar nuevos paños de conexión en 110 kV para los dos tranformadores existentes.

- Ampliación del patio de media tensión en 13,8 kV en configuración barra simple, que permita la conexión del nuevo equipo de transformación más dos nuevos alimentadores, con sus respectivos paños.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para las obras señaladas anteriormente, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción. Para el caso de los paños de conexión en alta tensión, se propone instalar equipos híbridos compactos de manera de hacer un uso eficiente del espacio disponible de la subestación.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción de marco de barra 110 kV (pilares y viga) con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Construcción de parrón MT 15 kV (pilares y viga) con sus correspondientes en cadenas de anclaje y ferreterías.
- Construcción de muro cortafuegos para el nuevo transformador de poder.
- Construcción de foso recolector de aceite para equipos de 110 kV.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV) y media tensión (13,8 kV).
- Movimiento de tierras para permitir la instalación de los nuevos equipamientos en la subestación.
- Adecuación de la plataforma para permitir la instalaciones de los nuevos equipamientos y la construcción de nuevos patios.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.2.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.2.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Vallenar se consideró lo siguiente.

Tabla 112: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 110/13,8 kV 30 MVA	1
2	Interruptor de Poder 110 kV, hibrido compacto	3
3	Aislador de pedestal 110 kV	9
4	Conductor aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	33
5	Interruptores 15 kV	4
6	Desconectadores 15 kV	8
7	Transformador de Servicios Auxiliares	1
8	Transformador de corriente 66 kV	6

Tabla 113: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 110 kV (2 pilares, 1 viga)	1
2	Parrón de MT 15 kV (pilar, viga)	5
3	Muro cortafuego para equipo 110 kV	1
4	Foso recolector de aceite para equipos de 110 kV	1

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

10.2.3 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X110 KV QUILLOTA – MARBELLA

Los detalles de los requerimientos de ingeniería conceptual del proyecto “Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota – Marbella” se encuentran en el documento “Análisis

Propuesta de Expansión de Subestaciones del Sistema de Transmisión, Línea Quillota – Marbella 110 kV" elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, incorporado como anexo al Informe complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019.

10.2.4 HABILITACIÓN SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X110 KV SAN PEDRO – QUILLOTA

10.2.4.1 Situación existente

10.2.4.1.1 Subestación Quillota

La línea de transmisión 2x110 kV Quillota – San Pedro no cuenta con su segundo circuito habilitado, esto debido a que tanto en la S/E Quillota como en la S/E San Pedro, no se tienen paños de línea para conectar el segundo circuito. Actualmente la subestación cuenta con especio en la barra de 110 kV, por lo que no es necesario extender la barra.



Figura 113: Ubicación del patio de 110 kV de la S/E Quillota

El proyecto propuesto consiste en la construcción del respectivo paño de línea en la S/E Quillota.

De acuerdo a la información que dispone esta Comisión, existe espacio en la subestación lo que permitiría construir el paño de línea sin la necesidad de adquirir terrenos ni ampliar plataforma. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la posición del paño en la S/E Quillota.

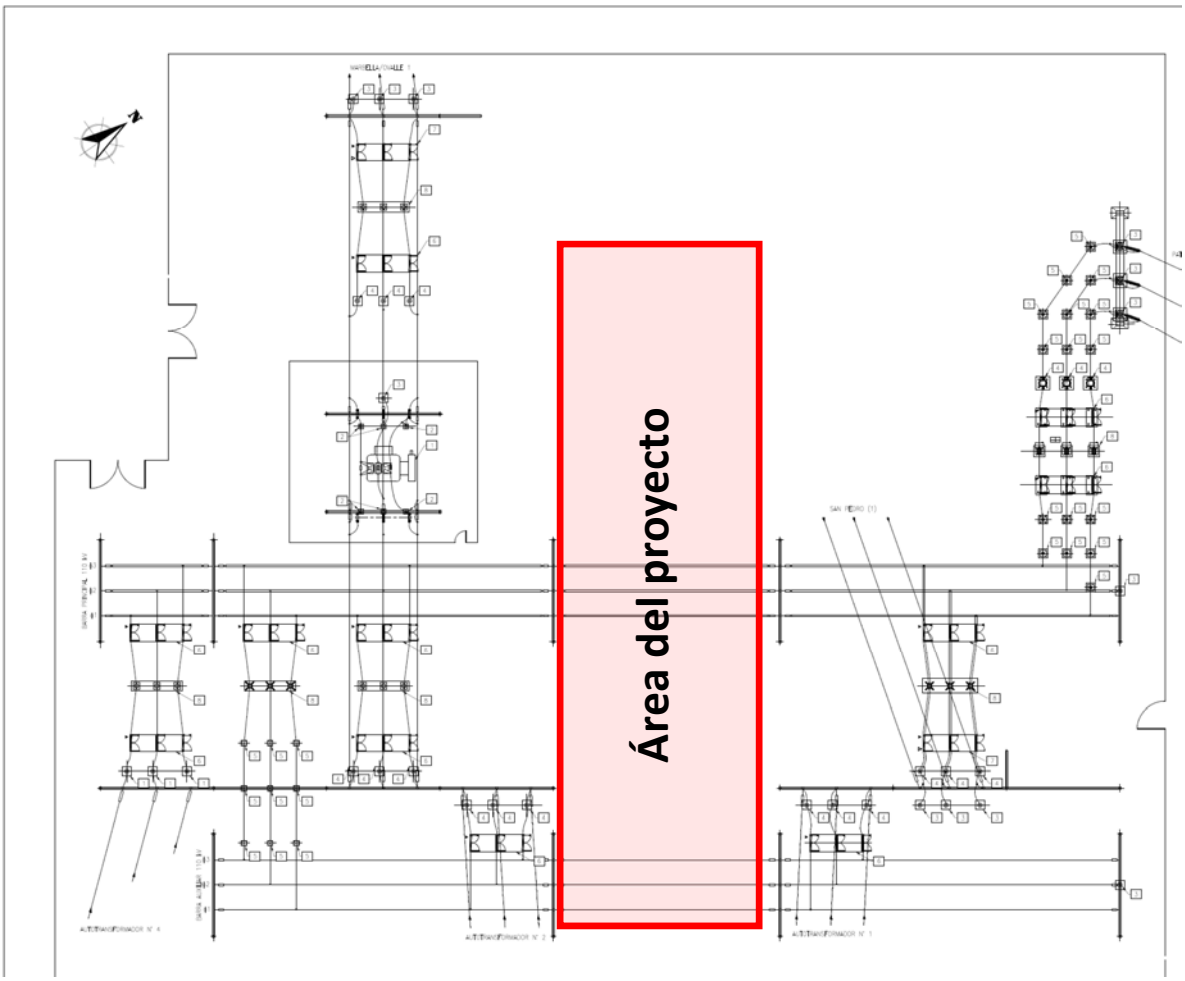


Figura 114: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Quillota

10.2.4.1.2 Línea 2x110 kV Quillota – San Pedro

La línea de transmisión 2x110 kV Quillota – San Pedro no cuenta con su segundo circuito habilitado, esto debido a que tanto en la S/E Quillota como en la S/E San Pedro, no se tienen paños de línea para conectar el segundo circuito.



Figura 115: Ubicación del segundo circuito de la línea 2x110 kV Quillota – San Pedro

El proyecto propuesto consiste en la construcción del paño de línea en la S/E San Pedro y en la S/E Quillota, además de la modificación del trazado del segundo circuito de forma de permitir la conexión de este en la S/E Quillota.

De acuerdo a la información que dispone esta Comisión, existe espacio en ambas subestaciones lo que permitiría construir los paños de línea en ambas subestaciones, sin la necesidad de adquirir terrenos ni ampliar plataforma. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la extensión de la barra en la S/E San Pedro.

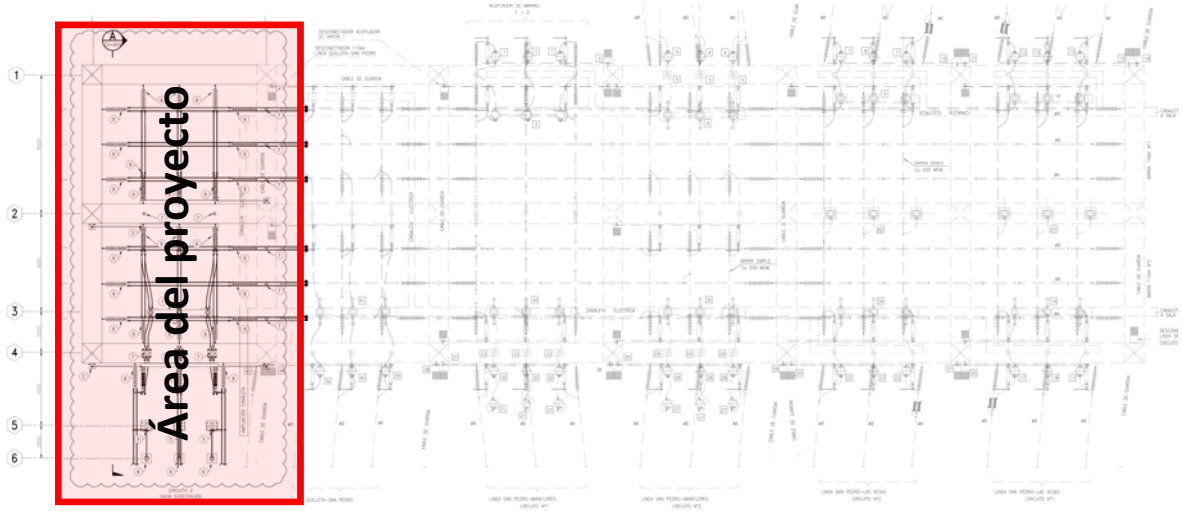


Figura 116: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E San Pedro

10.2.4.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de un paño de línea en 110 kV configuración barra principal más transferencia en S/E Quillota y S/E San Pedro.
- Modificación el trazado del segundo circuito 2x110 kV Quillota – San Pedro en la acometida a la S/E San Pedro.
- Ampliación de las barras en 110 kV en configuración barra principal más transferencia de la S/E San Pedro.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construccion de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.
- Construcción de torre de anclaje de 90° en 110 kV.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.2.4.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.2.4.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la S/E Quillota se consideró lo siguiente.

Tabla 114: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	400
2	Cadena simple de aisladores anclaje 110 kV y ferretería	15

Tabla 115: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 220 kV (2 pilar, 1 viga)	2
2	Portal de línea 110 kV, 2 pilares 1 viga	3
3	Aislador de Pedestal 110 kV	7

Tabla 116: Equipos principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 110 kV, 4000 A, 63 KA, comando Monopolar	1
2	Desconectador 3F 110 kV c/cpt 3150 A	1
3	Desconectador 3F 110 kV s/cpt 3150 A	1

Para la valorización de la obra de ampliación en la S/E Pedro se consideró lo siguiente.

Tabla 117: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	916
2	Conductor Aluminio ACAR 355 mm^2	360
3	Cadena simple de aisladores anclaje 110 kV y ferretería	33

Tabla 118: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 220 kV (2 pilar, 1 viga)	4
2	Torre de anclaje 110 kV simple circuito, 1 cond por fase	1
3	Portal de línea 110 kV, 2 pilares 1 viga	2

Tabla 119: Equipos principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 110 kV, 4000 A, 63 KA, comando Monopolar	1
2	Desconectador 3F 110 kV c/cpt 3150 A	1
3	Desconectador 3F 110 kV s/cpt 3150 A	2

10.2.5 AMPLIACIÓN EN S/E LA QUILPUÉ (RTR ATMT)

10.2.5.1 Situación existente

La subestación Quilpué de propiedad de Chilquinta Energía Chile S.A. se ubica aproximadamente a 114 m.s.n.m, en la región de Valparaíso, comuna de Quilpué y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 273635,68 Este, 6341731,20 Sur.



Figura 117: Ubicación de S/E Quilpué

La subestación Quilpué se encuentra conectada a la línea 2x110 kV Miraflores – San Pedro mediante derivación a los dos circuitos. Además, posee un patio alta tensión de 110 kV en configuración barra doble y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con tres equipo s de transformación, 2 de 25 MVA y uno de 22,4 MVA de capacidad máxima. Además, la subestación posee 3 patios de media tensión en configuración barra principal más barra auxiliar que se encuentran conectados mediantes paños seccionadores y cuenta con 4 bancos de condensadores conectados en media tensión. A continuación se presenta un diagrama unilineal simplificado de la S/E Quilpué.

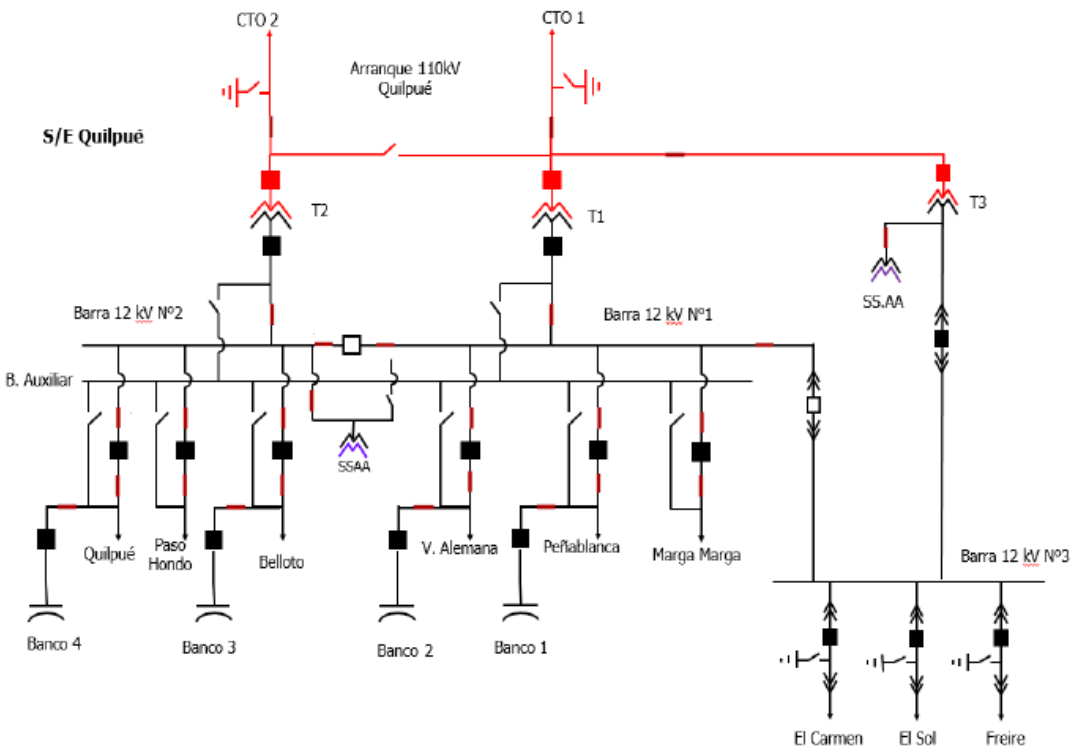


Figura 118: Diagrama unilineal simplificado de S/E Quilpué (Actual)

Además, se muestra a continuación el diagrama de planta existente en la zona donde se encuentran los equipos de transformación y la identificación del equipo que se reemplazará.

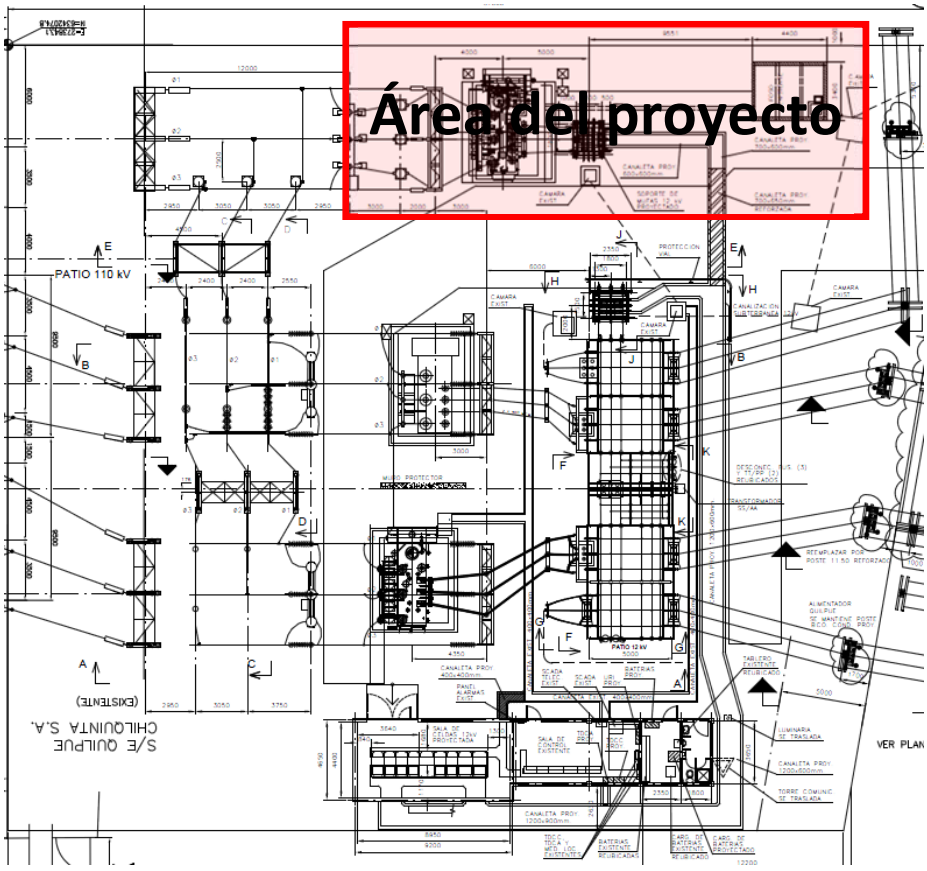


Figura 119: Diagrama de planta con la disposición de los equipos de S/E Quilpué (Actual)

De acuerdo a la figura anterior, la configuración de los transformadores y patios de media tensión permiten secuencialmente desmotar el equipo de transformación de 22,4 MVA para luego instalar en la misma posición el nuevo equipo que se propone en el presente plan de expansión.

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.5.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Desmontaje del equipo de transformación de 22,4 MVA.
- Instalar un nuevo transformador 110/12 kV 50 MVA con CDBC.
- Instalar un nuevo interruptor de media tensión en 12 kV.
- Construcción de nueva sala de celdas en 12 kV en configuración doble barra (principal más auxiliar), que permita la conexión de tres posiciones para alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición para la

conexión hacia el patio de media tensión existente, una posición para la conexión del transformador de servicios auxiliares y una posición para equipos de medida.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Además, en base a lo dispuesto en las obras principales, se requiere lo siguiente:

- Instalación de parrón para mufas de 15 kV (pilar y vigas).
- Adecuación de plataforma para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Nueva Sala de Celdas en 12 kV para al menos 9 posiciones.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en media tensión (12 kV).
- Construcción de mufa para cable de poder XLPE 15 kV que permita la conexión del nuevo transformador con la sala de celdas.
- Construcción de cámaras de hormigón.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.5.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación del equipamiento híbrido compacto cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos equipamientos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación. Tener presente que la ubicación de la subestación se encuentra rodeada de una zona residencial en la comuna de Quilpué.

10.2.5.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Quilpué se consideró lo siguiente.

Tabla 120: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 110/12 kV 50 MVA con CDBC	1
2	Transformador de potencia 15 kV	3
3	Desconectador trifásico 15 kV	1
4	Mufas para cable de poder XLPE 15 kV	12
5	Cable de poder monopolar XLPE, 15 kV (metros)	660

Tabla 121: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Parrón para mufas de 15 kV (pilar y viga)	8
2	Sala de celdas (para 9 posiciones)	1

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

En cuanto a la nueva sala de celda se requerirá destinar un espacio de aproximadamente unos 50 m^2 para su edificación.

10.2.6 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA SAN RAFAEL 110 KV (2BP+BT) Y AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA SAN RAFAEL (NTR ATMT)

10.2.6.1 Situación existente

La subestación Nueva San Rafael, actualmente en construcción, es de propiedad de la empresa Besalco S.A. se ubica aproximadamente a 802 m.s.n.m, en la región de Valparaíso, comuna de Los Andes y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 349032,57 Este, 6367050,60 Norte.

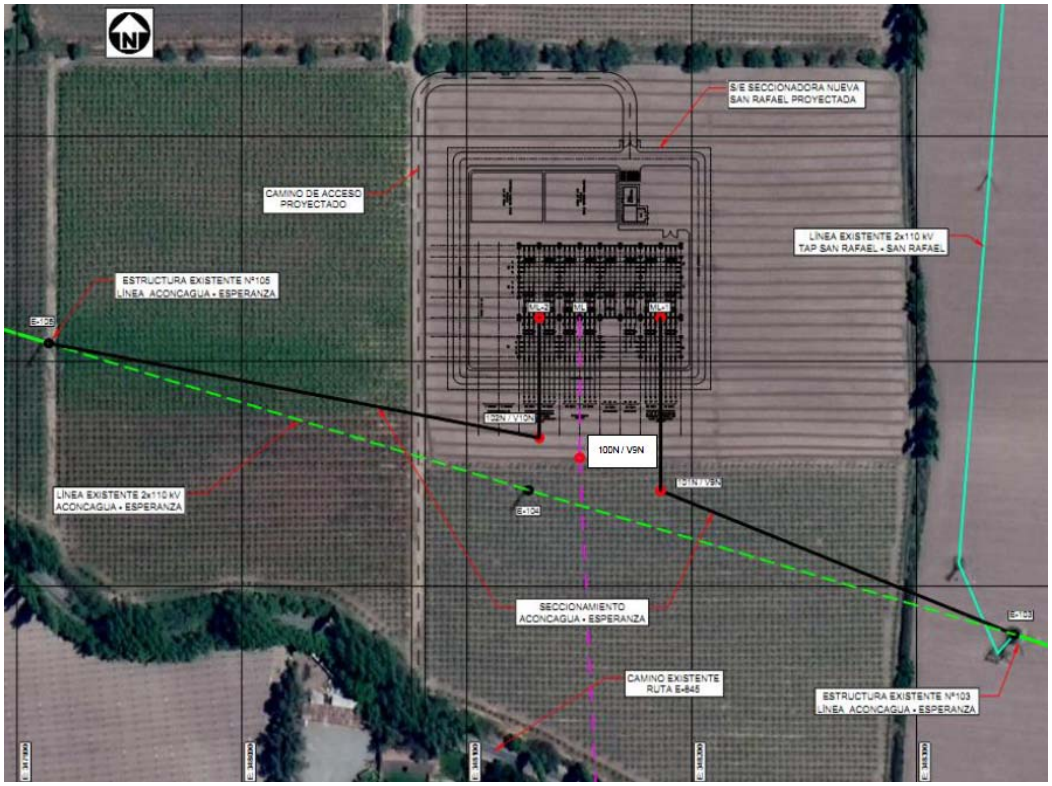


Figura 120: Ubicación referencial de la S/E Nueva San Rafael

La subestación Nueva San Rafael, de acuerdo a lo establecido en el Decreto Exento N° 418 del 2017 del Ministerio de Energía, que fijó el Plan de Expansión Zonal de Ejecución Obligatoria, determinó que la subestación debía estar ubicada en el entorno del actual Tap San Rafael, y de debe seccionar la línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza en un patio de 110 kV, el cual deberá tener configuración doble barra más barra de transferencia. Dicho patio deberá contar con los espacios suficientes para conectar los cuatro paños para el seccionamiento y posiciones en barra extendida para el futuro Bypass de la línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, incluyendo la conexión de un paño acoplador y espacio para al menos dos futuros paños. Además, el terreno de la subestación deberá contar con espacio disponible para, a lo menos, dos equipos de transformación AT/MT y los correspondientes patios de media tensión. En base a lo anterior, a continuación se presenta un diagrama unilineal simplificado de la subestación.

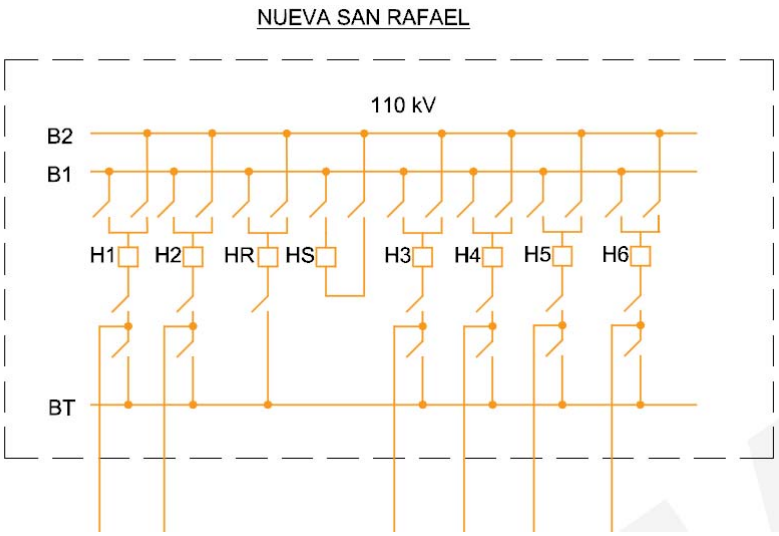


Figura 121: Diagrama unilineal simplificado de S/E Nueva San Rafael (Futuro)

Además, se presenta a continuación un diagrama de planta futuro con la disposición de los equipos principales en el patio de 110 kV de la S/E Nueva San Rafael.

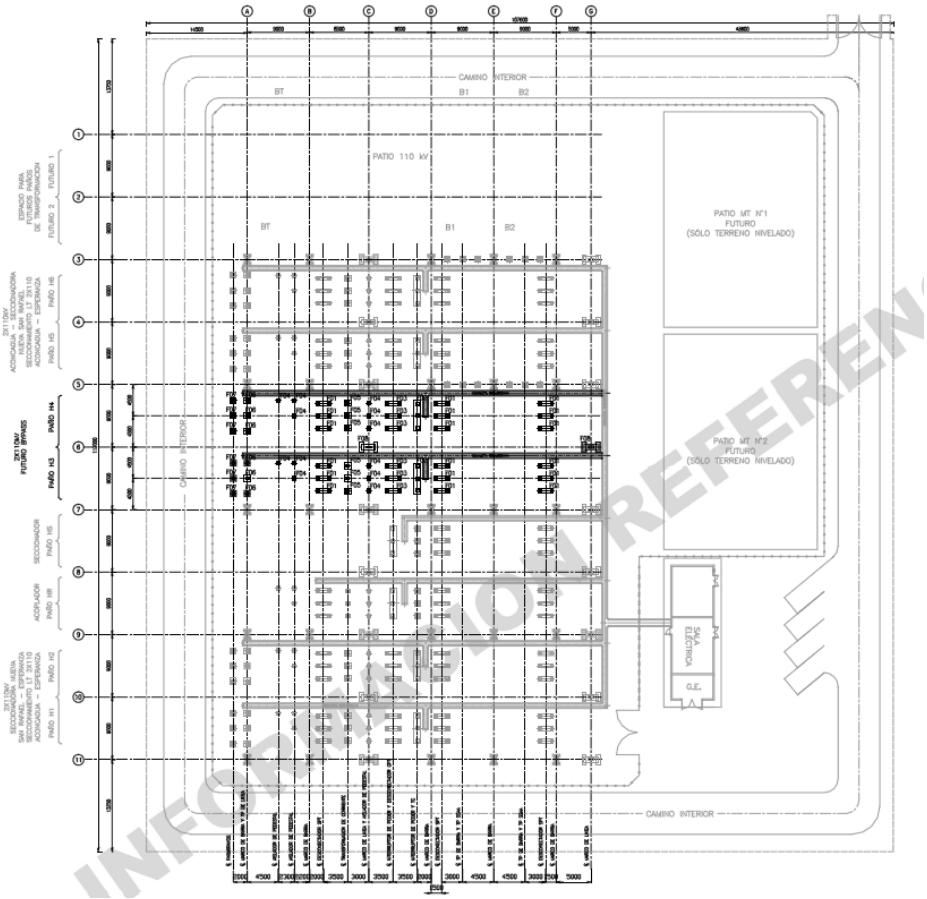


Figura 122: Diagrama de planta futuro de S/E Nueva San Rafael

De acuerdo a la figura anterior y a la información proporcionada por la empresa en su propuesta técnica en el proceso de licitación, existe espacio disponible en la subestación que permitiría la extensión de las barras en 110 kV para dos posiciones adicionales, además de espacios para la instalación de un nuevo equipo de transformación con sus correspondientes paños de conexión y el nuevo patio de media tensión en 12 kV.

10.2.6.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 110/12 kV 50 MVA con CDBC.
- Extensión de las barras de 110 kV en configuración doble barra principal y barra de transferencia para dos nuevas posiciones.
- Instalar nuevos paños de conexión en alta y media tensión.
- Construcción de un nuevo patio de media tensión en 12 kV en configuración barra principal y barra auxiliar, contemplándose cinco posiciones para alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición para el acoplador de barras, y una posición para servicios auxiliares.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para las obras señaladas anteriormente, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de portal de línea de 110 kV (pilares y viga) con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Construcción de foso recolector de aceite para equipo de 110 kV.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV).
- Adecuación de la plataforma para permitir la instalaciones de los nuevos equipamientos y la construcción de nuevos patios.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.6.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

Cabe mencionar que actualmente se encuentra en construcción la obra "S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV" la cual fue propuesta mediante Decreto Exento N°418 de 2017 del Ministerio de Energía, y se estima que la obra entrará en operación para agosto 2022, por lo que no se ven interferencias en el desarrollo de la presente obra.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.6.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Nueva San Rafael se consideró lo siguiente.

Tabla 122: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 110/12 kV 50 MVA	1
2	Interruptor de Poder 110 kV	1
3	Aislador de pedestal 110 kV	3
4	Desconectador trifásico 110 kV	1
5	Conductor aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	60
6	Interruptores 12 kV	9
7	Transformador de Servicios Auxiliares	1
8	Transformador de corriente 110 kV	3
9	Transformador de potencial 110 kV	3

Tabla 123: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 110 kV (2 pilares, 1 viga)	2
2	Portal de línea 12 kV	6
3	Foso recolector de aceite para equipos de 66 kV	1

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

10.2.7 AMPLIACIÓN EN S/E LAS BALANDRAS (HTR ATMT)

10.2.7.1 Situación existente

La subestación Balandras, propiedad de Compañía Eléctrica del Litoral S.A., se ubica en la Región de Valparaíso, comuna de El Quisco, aproximadamente a 70 m.s.n.m.



Figura 123: Vista subestación las Balandras

La subestación Las Balandras, posee 2 transformadores de poder, uno de 66/12,5/7,2 kV de 10/12,5/3,5 MVA y el otro de 66/12,5/2,4 kV de 11,2 MVA, siendo siendo este último utilizado como reserva en frío. La subestación cuenta con una barra en 66 kV y el transformador de 12,5 MVA se conecta directamente a la barra. La alimentación de esta subestación proviene del tap El Manzano, configurando el tramo de línea Tap el Manzano – Las Balandras.

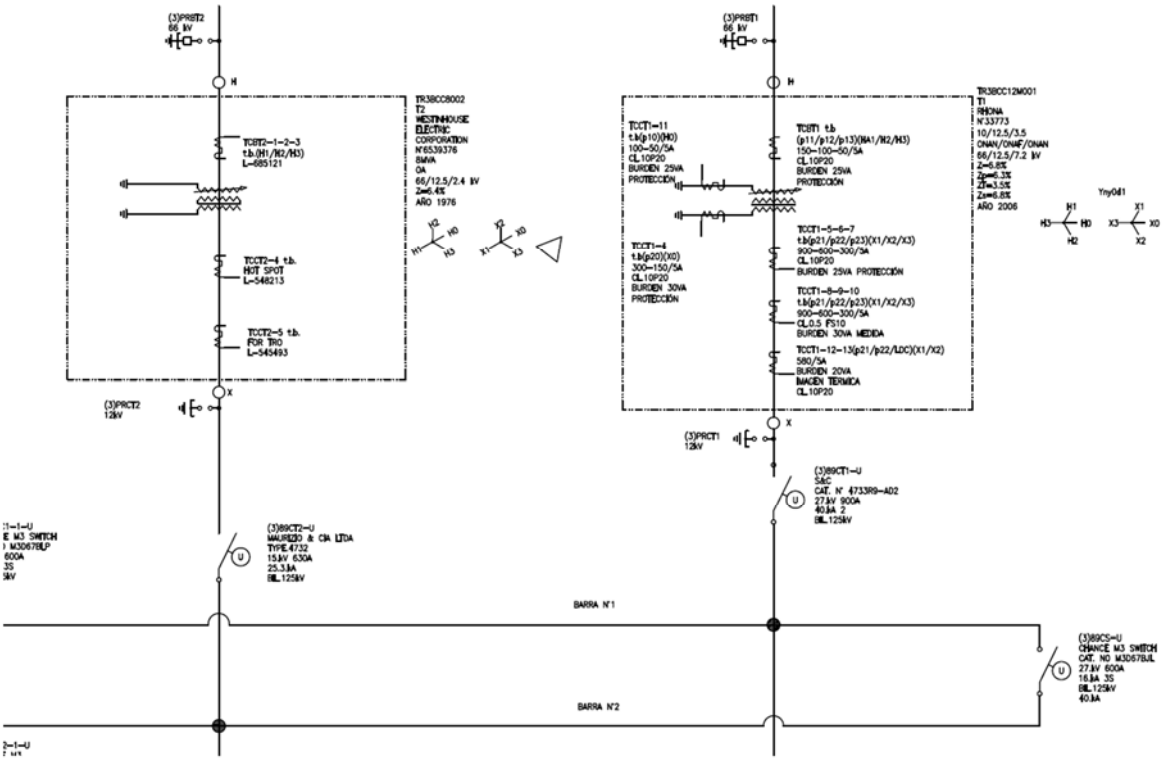


Figura 124: Diagrama unilineal actual Subestación las Balandras

10.2.7.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Conectar el transformador de 66/12,5 kV 11,2 MVA que actualmente se encuentra en la subestación como reserva en frío y adecuar el patio de 66 kV y 12 kV, incorporando interruptores en 66 kV y configurando una barra de 66 kV en configuración barra principal en tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos paños para cada uno de los transformadores.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.

El objetivo del proyecto es la conexión del transformador de 66/12 kV 11,2 MVA que actualmente se encuentra en la subestación en frío. Para ello, se considera las siguientes obras principales:

- Instalación en su posición definitiva del transformador 66/12 kV de 11,2 MVA, existente.
- Suministro e instalación de un desconectador tripolar motorizado 72,5 kV, 800 A 31,5 kA con cuchillo de puesta a tierra motorizado.
- Suministro e instalación de dos desconectadores tripolares motorizados SCPT 72,5 kV, 800 A 31,5 kA.

- Suministro e instalación de dos interruptores de poder tanque muerto 72,5 kV, 1250 A, 31,5 kA equipado con transformadores de corriente.
- Suministro e instalación de tres pararrayos.
- Suministro e instalación de conjuntos de aisladores poliméricos simples.
- Suministro e instalación de gabinetes de protección y control.
- Ampliación de casa de control para suplir las necesidades de instalación de los nuevos paneles de protección y control.
- Obras civiles de fundación de transformador y canalizaciones.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interior del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.2.7.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de es suficientemente amplio, libre de interferencias, pero se debe considerar una adecuada planificación de los trabajos, delimitando las zonas de riesgo y tomando las medidas necesarias al momento de desconexiones que permitan conectar los puentes de los nuevos tramos de barra.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.2.7.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación se consideró lo siguiente.

Tabla 124: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Desconectador tripolar motorizado 72,5 KV, 800 A con CPT	1
2	Desconectador tripolar motorizado 72,5 KV, 800 A sin CPT	2
3	Interruptor de poder tanque muerto 72,5 KV, 1250 A con TT/CC	2
4	Pararrayos 72,5 KV	3

Tabla 125: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Pilar portal de línea 66 kV	2
2	Viga portal de línea 66 kV	1
3	Poste pilar portal transformador 66 kV	2
4	Viga portal transformador	1
5	Soporte desconectador tripolar	3

10.2.8 AMPLIACIÓN EN S/E APOQUINDO (NTR ATMT)

10.2.8.1 Situación existente

La subestación Apoquindo de propiedad de Enel Distribución Chile S.A. se ubica aproximadamente a 682 m.s.n.m, en la región Metropolitana de Santiago, comuna de Las Condes y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 354507,91 Este, 6302189,98 Sur.



Figura 125: Ubicación de S/E Apoquindo

La subestación Apoquindo, tiene un patio de 110 kV en configuración barra simple seccionada y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con cuatro transformadores de poder 110/12,5 kV, dos de 22,4 MVA y dos de 50 MVA de capacidad máxima. Cabe señalar que sólo existen 3 interruptores de poder en la subestación, dos que corresponden a la llegada de la línea 2x110 kV Apoquindo – Tap Apoquindo y uno al seccionador de la barra

del patio de 110 kV. Además, posee tres salas de celdas en 12 kV en configuración doble barra (principal más auxiliar) y 2 bancos de condensadores conectados en media tensión.

A continuación se presenta un diagrama de planta con la disposición de los equipos en la S/E Apoquindo.

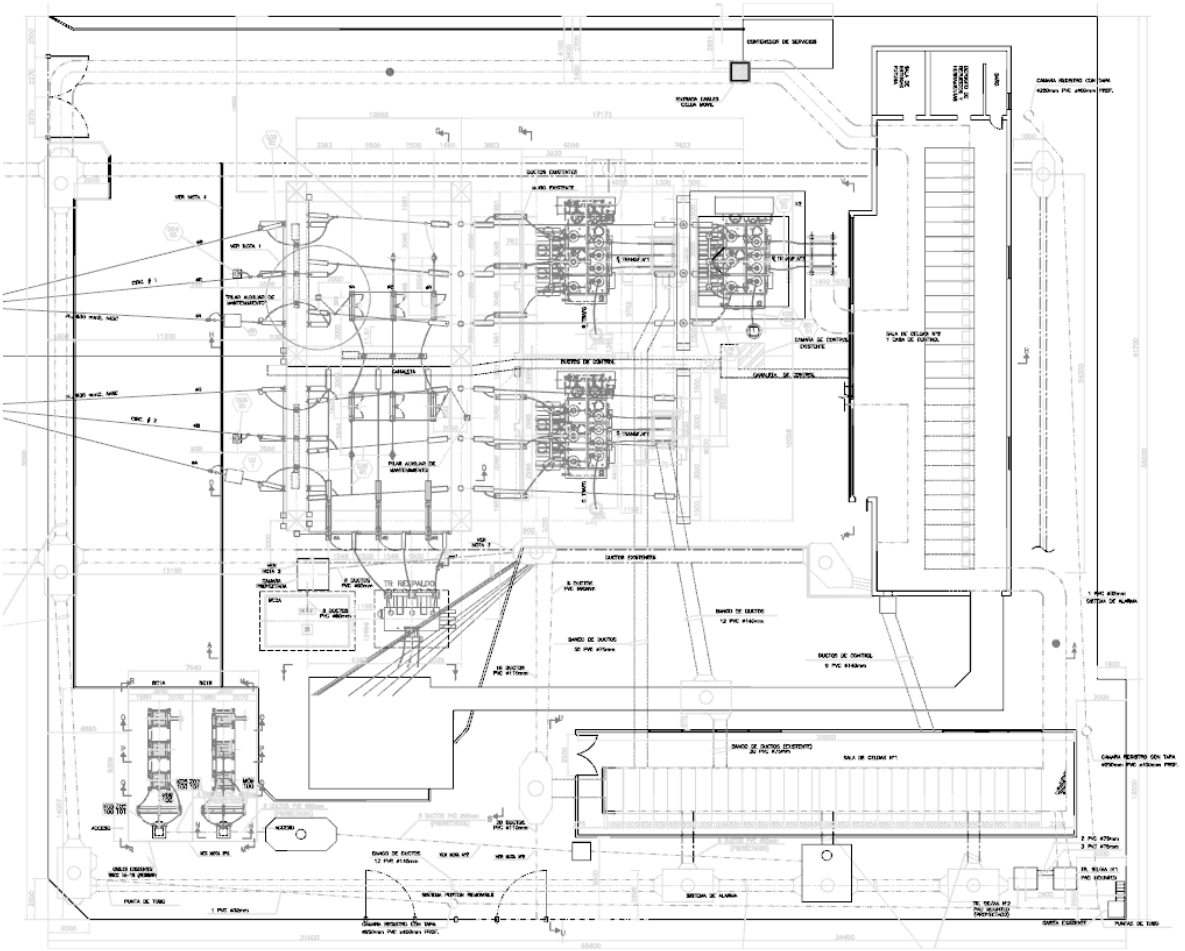


Figura 126: Disposición de equipos S/E Apoquindo (Actual)

De acuerdo a la figura anterior, la barra en 110 kV está compuesta por dos secciones de barra con un interruptor que opera normalmente abierto. A cada sección de barra se conecta un paño de línea correspondiente a cada circuito de la línea 2x110 kV Apoquindo – Tap Apoquindo y 2 transformadores de poder (22,4 MVA y 50 MVA para cada sección de barra), éstos últimos conectados mediante equipos desconectadores a la barra de alta tensión. Adicionalmente, la subestación cuenta con espacio disponible para un nuevo equipo de transformación con su correspondiente paño de conexión en alta tensión más una nueva sala de celda contigua a la sala de celdas N° 2.

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.8.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Extensión de una sección de barra en 110 kV.
- Instalar un nuevo transformador 110/12 kV 50 MVA con CDBC.
- Instalar los paños de conexión en alta y media tensión, este último en celda.
- Construcción de nueva sala de celdas en 12 kV en configuración doble barra (principal más auxiliar), que permita la conexión de ocho nuevos paños de alimentadores de media tensión en 12 kV más una posición para banco de condensadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición acopladora con remonte de barras para conexión futura a otro juego de celdas, una posición de interconexión de la barra principal con la barra n°2 existente y una posición para conexión de transformadores de potencial.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la instalación de un nuevo transformador, paño de alta tensión y una nueva sala de celdas con su correspondiente equipamiento de conexión en el lado de media tensión al nuevo transformador, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción. Para el caso del paño de conexión en alta tensión, se propone instalar un equipo híbrido compacto de manera de hacer un uso eficiente del espacio disponible de la subestación.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.

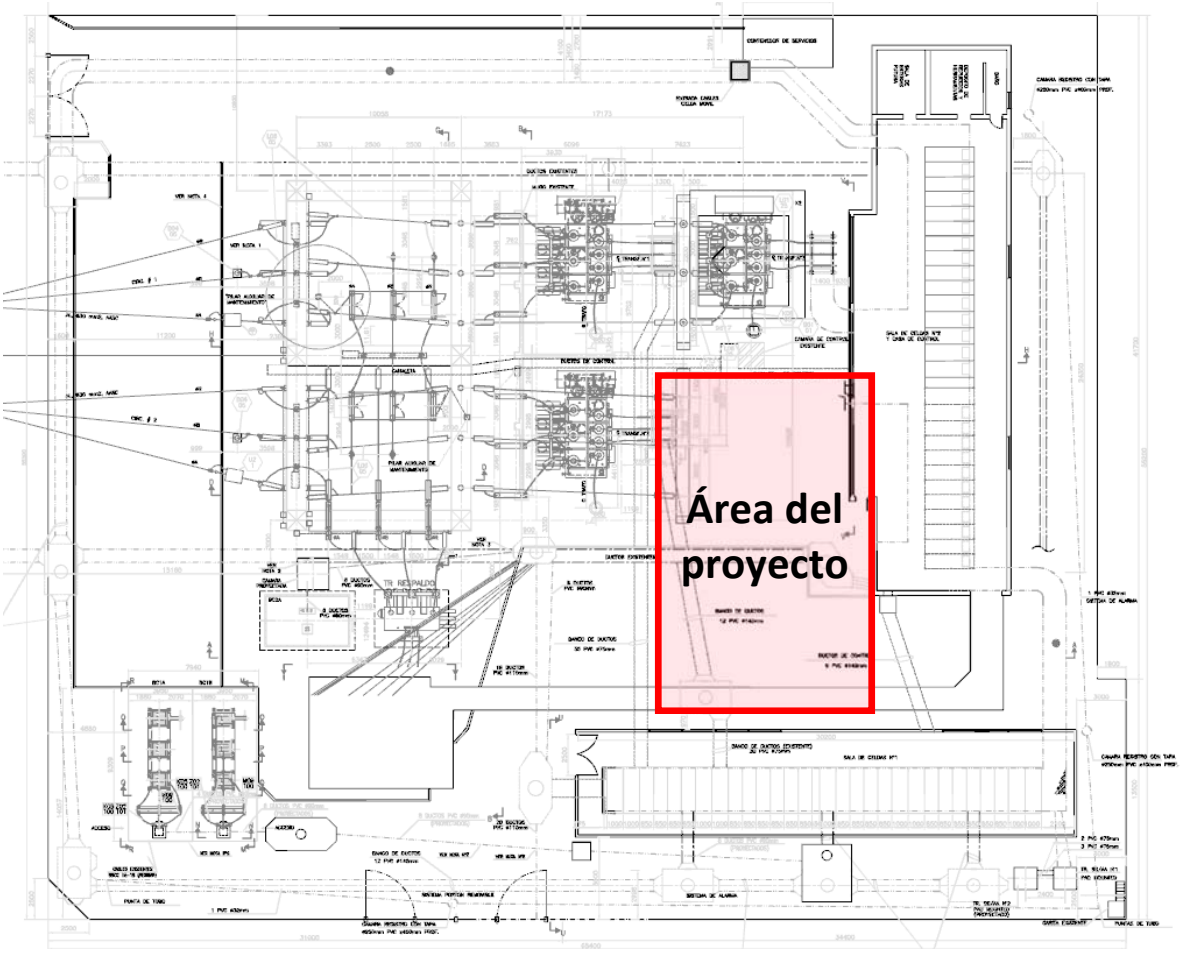


Figura 127: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Apoquindo

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de marco de barra para la ampliación de una sección de barra de 110 kV con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Instalación de un paño de transformación en 110 kV, de tecnología híbrido compacto.
- Construcción de plataforma para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de muro cortafuegos para el nuevo transformador de poder.
- Instalación de un juego de transformadores de potencial para la barra N°2.
- Instalaciones de aisladores de pedestal en 110 kV y 12 kV.
- Nueva Sala de Celdas en 12 kV para al menos 14 posiciones.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV) y media tensión (12 kV).
- Construcción de mufa para cable de poder XLPE 15 kV que permita la conexión del nuevo transformador con la sala de celdas.
- Construcción de cámaras de hormigón.

- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.8.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación del equipamiento híbrido compacto cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos equipamientos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación. Tener presente que la ubicación de la subestación se encuentra rodeada de una zona residencial en la comuna de Las Condes.

10.2.8.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Apoquindo se consideró lo siguiente.

Tabla 126: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 110/12 kV 50 MVA con CDBC	1
2	Interruptor de Poder 110 kV, hibrido compacto	1
3	Transformador de Potencial 110 kV	3
4	Aislador de Pedestal 110 kV	8
5	Aislador de Pedestal 12-15 kV	5
6	Mufas para cable de poder XLPE 15 kV	5
7	Cable de poder monopolar XLPE, 15 kV (metros)	285

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
8	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 m2 (metros)	400
9	Pararrayos 110 kV	3

Tabla 127: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de Barra 110 kV (2 pilares, 1 viga)	1
2	Muro cortafuego para equipo 110 kV	3
3	Sala de celdas (para 14 posiciones)	1

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

En cuanto a la nueva sala de celda se requerirá destinar un espacio de aproximadamente unos 27 m^2 para su edificación.

10.2.9 AMPLIACIÓN EN S/E LA REINA (RTR ATMT)

10.2.9.1 Situación existente

La subestación La Reina de propiedad de Enel Distribución Chile S.A. se ubica aproximadamente a 620 m.s.n.m, en la región Metropolitana de Santiago, comuna de La Reina y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 354568,83 Este, 6296385,10 Sur.



Figura 128: Ubicación de S/E La Reina

La subestación La Reina, tiene un patio de 110 kV en configuración barra simple seccionada y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con cuatro transformadores de poder 110/12,5 kV, tres de 50 MVA y uno de 20 MVA de capacidad máxima. Cabe señalar que sólo existen 3 interruptores de poder en la subestación, dos que corresponden a la llegada de la línea 2x110 kV La Reina – Tap La Reina y uno al seccionador de la barra del patio de 110 kV. Además, posee salas de celdas en 12 kV en configuración doble barra (4 principales más 4 auxiliares) y 3 bancos de condensadores conectados en media tensión.

A continuación se presenta un diagrama de planta con la disposición de los equipos en la S/E La Reina.

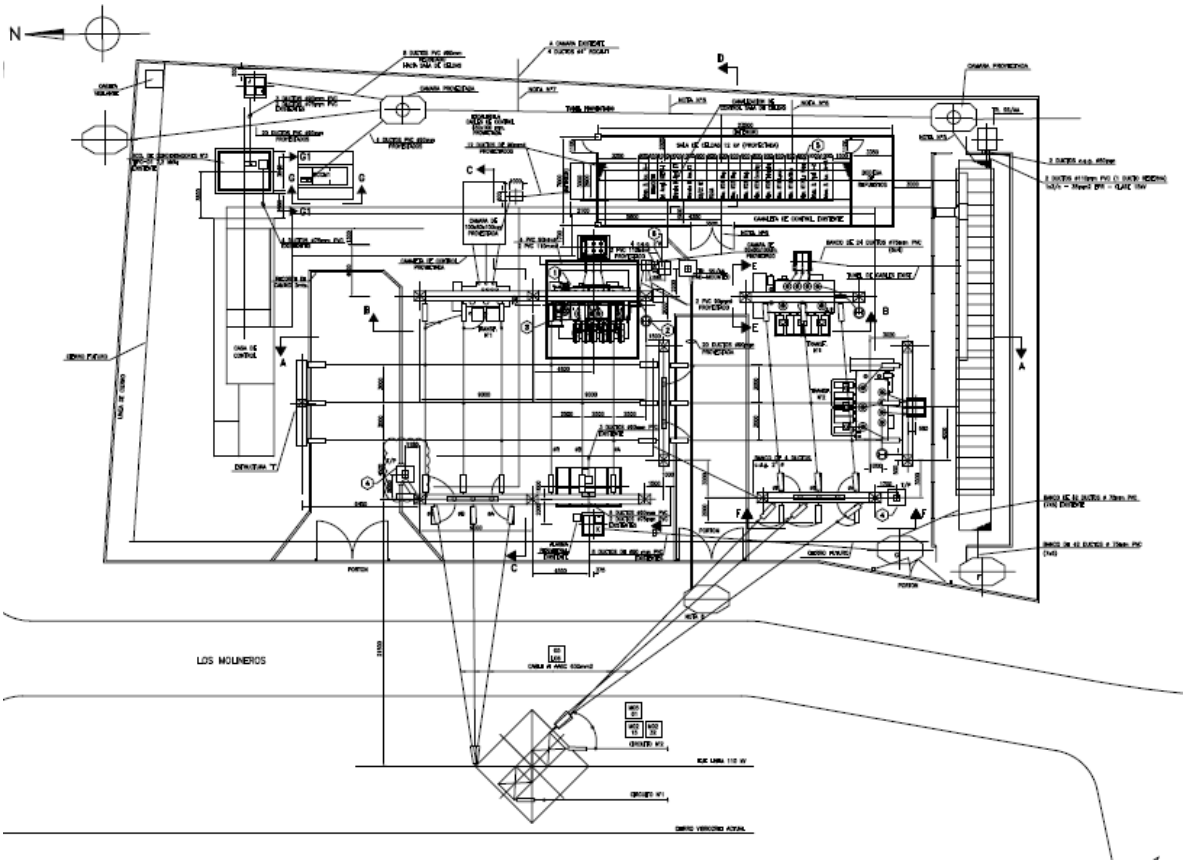


Figura 129: Disposición de equipos S/E La Reina (Actual)

De acuerdo a la figura anterior, la barra en 110 kV está compuesta por dos secciones de barra con un interruptor que opera normalmente abierto. A cada sección de barra se conecta un paño de línea correspondiente a cada circuito de la línea 2x110 kV La Reina – Tap La Reina y 2 transformadores de poder (T2 y T4 de 50 MVA a una barra y T1 y T3 de 20 MVA y 50 MVA respectivamente en la otra barra) para cada sección de barra, éstos últimos conectados mediante equipos desconectadores a la barra de alta tensión.

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada

por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.9.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Retiro del transformador de poder N°1 de 20 MVA.
- Instalar un nuevo transformador 110/12 kV 50 MVA con CDBC.
- Instalación de un interruptor y un desconectador trifásico sin puesta a tierra en 110 kV para la conexión del nuevo transformador a la barra de alta tensión.
- Construcción de nueva sala de celdas en 12 kV en configuración doble barra (principal más auxiliar), que permita la conexión de ocho posiciones para alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición para banco de condensadores, una posición para conexión de transformadores de potencial, una posición de interconexión de la barra principal con la barra del transformador N°4 existente y una posición acopladora con remonte de barras para la conexión con el juego de celdas N°3.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la instalación de un nuevo transformador, paño de alta tensión, nuevo juego de transformadores de potencial y una nueva sala de celdas con su correspondiente equipamiento de conexión en el lado de media tensión al nuevo transformador, previo retiro del transformador de poder n°1 existente, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción, considerando para ellos las interconexiones entre las distintas barras principales y auxiliares de las celdas de media tensión existentes. Si fuese insuficiente el espacio para el retiro del transformador n°1 o bien para el ingreso del nuevo equipo de transformación, se deberán desmontar los aisladores de pedestal en 110 kV. Además, en el caso de los tendidos de los sistemas de control y fuerza existentes como los sistemas de drenajes deberán ser modificados y distribuidos en nuevas canalizaciones dado la interferencia en la instalación de los nuevos equipamientos. Por último, para el caso del paño de conexión en alta tensión, de ser necesario dado los espacios disponibles, podrá utilizarse equipo híbrido compacto de manera de hacer un uso eficiente del espacio de la subestación.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.

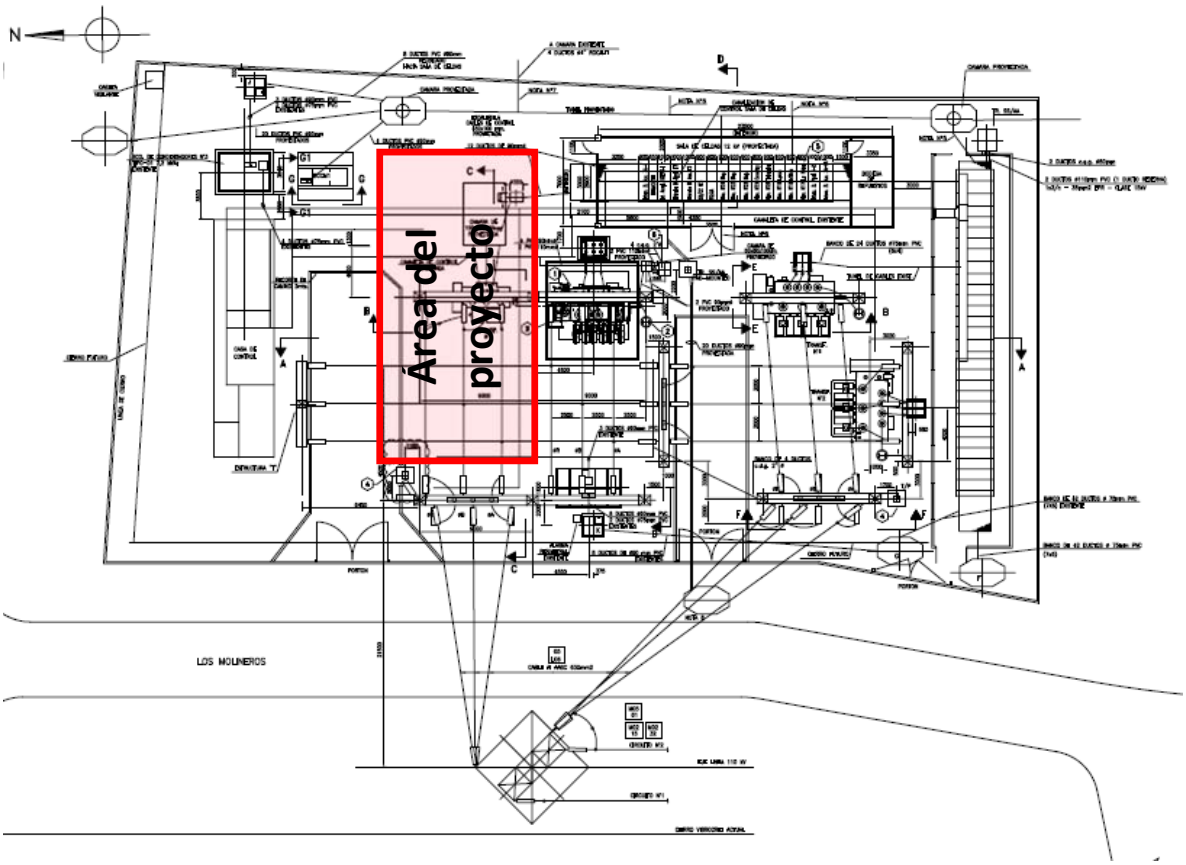


Figura 130: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E La Reina

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de un nuevo interruptor en 110 kV.
- Instalación de un desconectador trifásico en 110 kV sin puesta a tierra.
- Instalación de un juego de pararrayos en 110 kV y en 12 kV.
- Construcción de muro cortafuegos para el nuevo transformador de poder.
- Instalación de un juego de transformadores de potencial para la barra N°2.
- Ampliación de Sala de Celdas en 12 kV para al menos 14 posiciones.
- Adecuación de la plataforma para permitir la instalaciones de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Adecuación de caminos interiores.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV) y media tensión (12 kV).
- Construcción de mufa para cable de poder XLPE 15 kV que permita la conexión del nuevo transformador con la sala de celdas.
- Construcción de cámaras de hormigón.
- Construcción de parrón para mufas en 15 kV.

- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.9.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio. Sin perjuicio de lo anterior, deben considerarse ciertas condiciones en materia del manejo de la alimentación de los consumos durante la ejecución del proyecto. Si bien es posible realizar las obras sin afectar el suministro dado las conexiones entre las distintas barras de media tensión, es necesario realizar coordinaciones con respecto a la continuidad de servicio en los consumos servidos por la subestación, de modo que sea posible manternerlos con los tres transformadores de poder existentes.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación. Tener presente que la ubicación de la subestación se encuentra rodeada de una zona residencial en la comuna de La Reina.

10.2.9.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación La Reina se consideró lo siguiente.

Tabla 128: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 110/12 kV 50 MVA con CDBC	1
2	Interruptor de Poder 110 kV	1

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
3	Transformador de Potencial 110 kV	3
4	Desconectador trifásico 110 kV	1
5	Transformador de SSAA	1
6	Mufas para cable de poder XLPE 15 kV	5
7	Cable de poder monopolar XLPE, 15 kV (metros)	300
8	Pararrayos 110 kV	3
9	Pararrayos 15 kV	3

Tabla 129: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Parrón para mufas 15 kV (pilar y viga)	4
2	Muro cortafuego para equipo 110 kV	1
3	Sala de celdas (para 14 posiciones)	1
4	Desmontaje de transformador existente	1

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

En cuanto a la nueva sala de celda se requerirá destinar un espacio de aproximadamente unos 105 m^2 para su edificación.

10.2.10 AMPLIACIÓN EN S/E CURACAVÍ (NTR ATMT)

10.2.10.1 Situación existente

La subestación Curacaví de propiedad de Enel Distribución Chile S.A. se ubica aproximadamente a 189 m.s.n.m, en la región Metropolitana, Provincia de Melipilla, Comuna Curacaví y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 310035,00 Este, 6299888,88 Sur.



Figura 131: Ubicación de S/E Curacaví

La subestación Curacaví posee un patio de alta tensión en 44 kV en configuración barra simple en tecnología AIS o Air Insulated Substation, a la cual se conecta la línea radial 2x44 kV Lo Prado – Curacaví mediante la utilización de equipos desconectadores trifásicos. En dicha barra además se conectan tres transformadores de poder 44/12 kV, 2 de 10 MVA y uno de 4 MVA de capacidad máxima. Por último, los transformadores existentes se encuentran conectados a un patio de media tensión en 12 kV, en configuración barra simple en tecnología AIS o Air Insulated Substation, los que permiten la conexión de dichos equipos de transformación y de dos alimentadores para clientes regulados de la zona. En base lo anterior, se adjunta diagrama de planta de la S/E Curacaví con la disposición de los equipos principales.

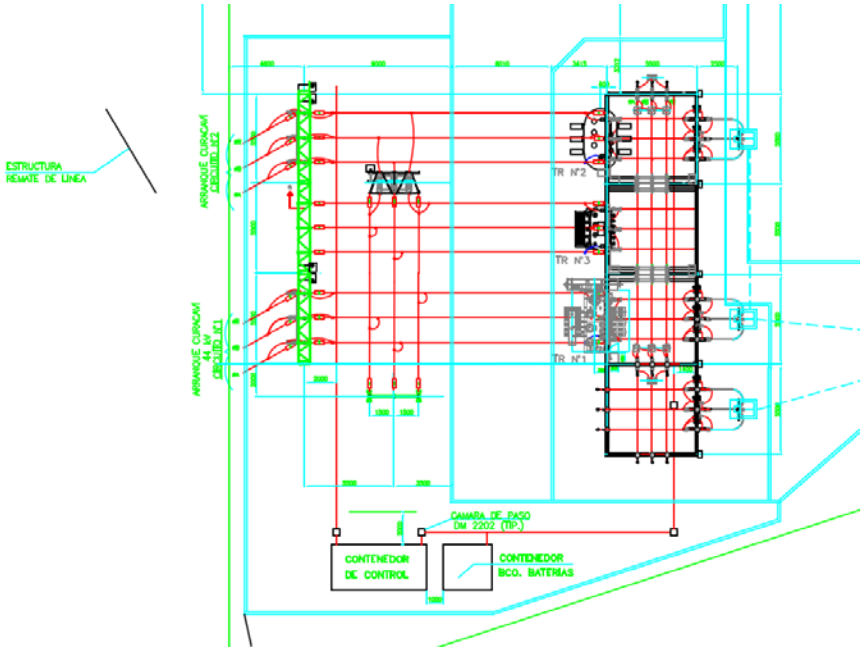


Figura 132: Diagrama de planta de S/E Curacaví (Actual)

De acuerdo a la información que dispone esta Comisión, existe espacio disponible en la subestación que permitiría la extensión de la barra en 44 kV para una posición adicional hacia el costado noroeste, lo cual permitiría la instalación del nuevo equipo de transformación con sus correspondientes paños de conexión y el nuevo patio de media tensión en 12 kV en configuración barra simple en tecnología AIS para dar cabida al menos dos nuevos alimentadores, conexión al nuevo transformador y su conexión al patio de media tensión existente. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la zona donde se construiría la obra propuesta.

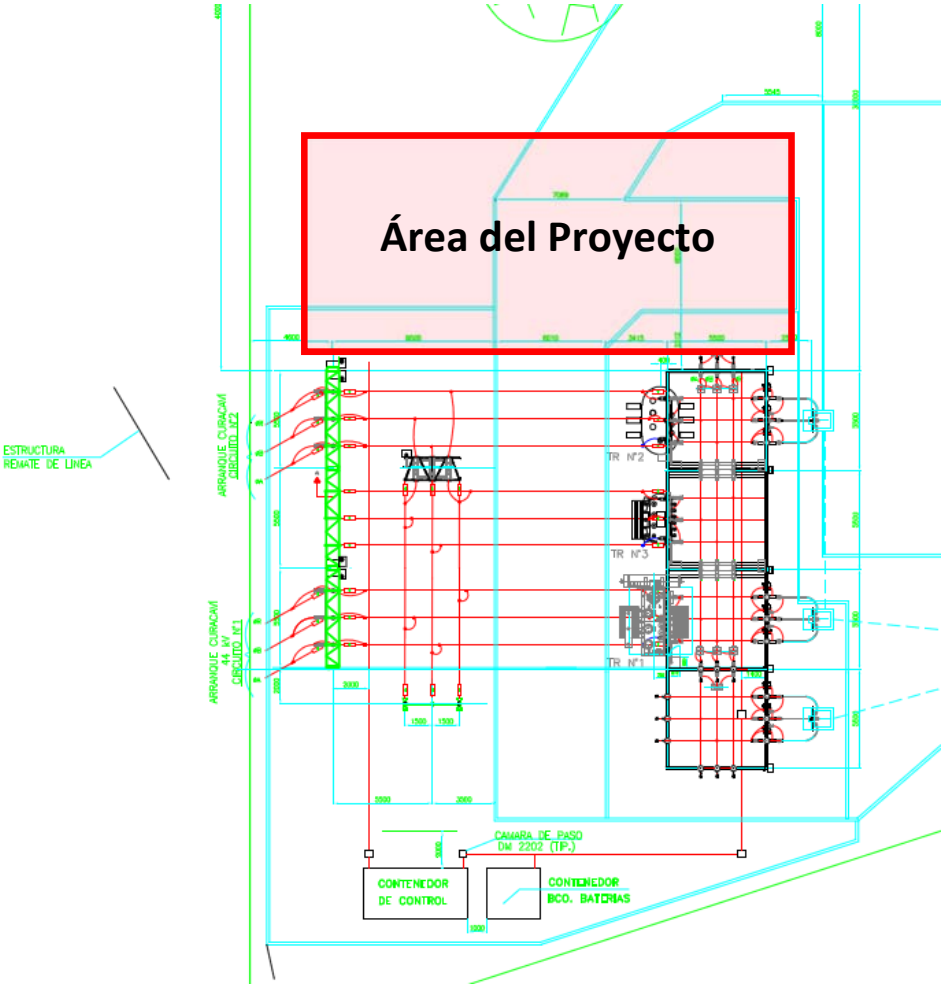


Figura 133: Diagrama de planta de S/E Curacaví con propuesta de ampliación

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.10.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 44/12 kV 25 MVA con CDBC.
- Extensión de barra e instalaciones comunes en 44 kV para la conexión del nuevo transformador.
- Instalar nuevos paños de conexión en alta y media tensión.
- Construcción de un nuevo patio de media tensión en 12 kV en configuración barra simple, la conexión de dos nuevos alimentadores, la conexión al nuevo transformador y paño seccionador para permitir la conexión al patio de media tensión existente.

- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la instalación de un nuevo transformador, paño de alta tensión y patio de media tensión con su correspondiente equipamiento de conexión en el lado de media tensión al nuevo transformador, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción. En el caso que sea necesario, de acuerdo a la ingeniería más de detalle, utilizar equipos híbridos compactos de manera de hacer un uso eficiente del espacio disponible de la subestación.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Marco de barra 44 kV (2 pilares y viga).
- Portal de línea 44 kV (2 pilares y viga).
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (44 kV) y media tensión (12 kV).
- Portal de línea 15 kV (pilares y vigas) con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Instalación de juegos de pararrayos.
- Adecuación de la plataforma para permitir la instalaciones de los nuevos equipamientos y la construcción de nueva sala de celda.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.10.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.10.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Curacaví se consideró lo siguiente.

Tabla 130: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 44/12 kV 25 MVA con CDBC	1
2	Interruptor de Poder 44 kV	2
3	Desconectadores trifásicos 44 kV	4
4	Conductor aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	1.100
5	Interruptor 12 kV	5
6	Desconectador 3F 12 kV	10
7	Pararrayos 44 kV	3
8	Transformador de Servicios Auxiliares	1

Tabla 131: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 44 kV (2 pilares, 1 viga)	2
2	Portal de línea 44 kV (pilar y viga)	4
3	Portal de línea 15 kV (pilar y viga)	2
4	Pedestal de barra tipo parrón 44 kV	2

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

10.2.11 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA LAMPA (NTR ATMT)

10.2.11.1 Situación existente

La subestación Nueva Lampa, actualmente en construcción, de propiedad de Enel Distribución Chile S.A. se ubica aproximadamente a 488 m.s.n.m, en la región Metropolitana de Santiago, comuna de Lampa y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 336432,48 Este, 6311859,80 Sur. Además, existe contigua a la S/E Nueva Lampa la S/E Lampa, también de propiedad de Enel Distribución, que actualmente abastece a un Cliente Libre de la zona.



Figura 134: Ubicación de S/E Nueva Lampa y Lampa

La subestación Nueva Lampa, propuesta en el Plan de Expansión Nacional 2015-2016 mediante Decreto Exento N° 373 de 2016 del Ministerio de Energía, deberá construir un patio de 220 kV en tecnología GIS que contenga los paños del seccionamiento de la línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia y espacio para la normalización del tap-off existente, junto con el espacio para albergar al menos 4 nuevas conexiones en 220 kV.

A continuación se presenta un diagrama de planta con la disposición de los equipos existentes y la propuesta para la conexión de la obra propuesta en el presente plan a la S/E Lampa existente.

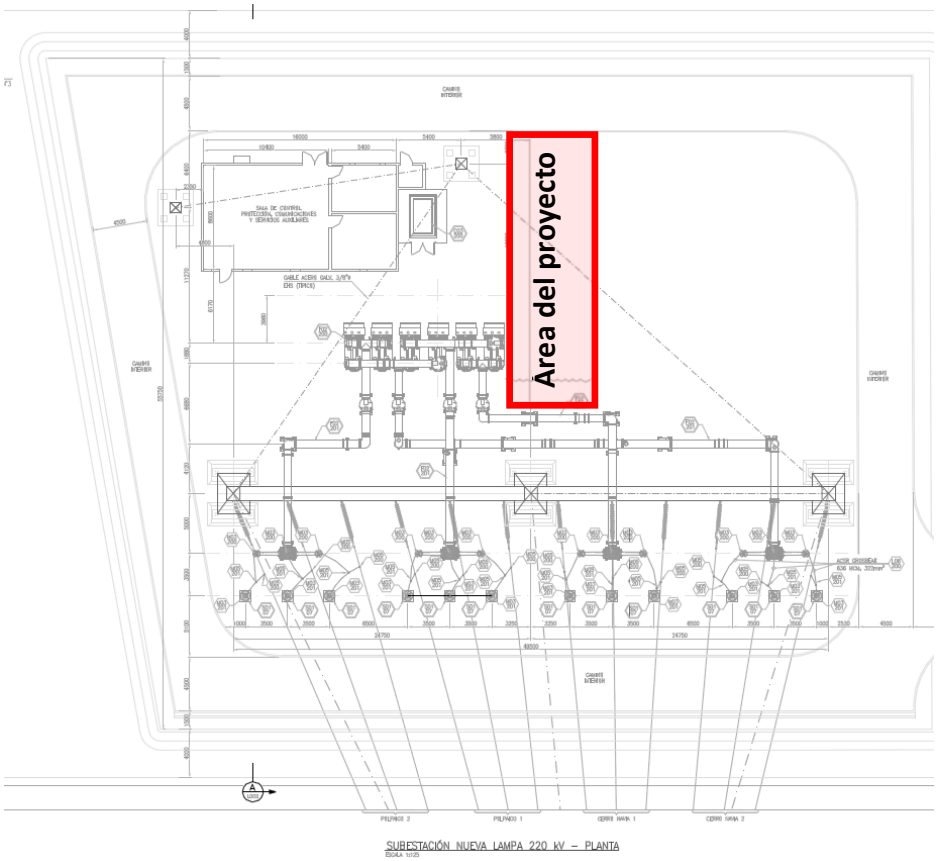


Figura 135: **Disposición de equipos S/E Nueva Lampa (Actual y futura para la nueva posición)**

De acuerdo a la figura anterior, la subestación Nueva Lampa posee espacio para la instalación de una nueva posición en GIS que permitiría la conexión del nuevo transformador. En cuanto a este último, la S/E Lampa contaría con espacio suficiente para la instalación de ese nuevo equipo con su respectiva sala de celda, tal como se muestra en la siguiente figura.



Figura 136: Disposición de equipos S/E Lampa (Actual y futura para el nuevo equipo)

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.11.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión, en la S/E Nueva Lampa considera lo siguiente:

- Nueva módulo GIS intemperie en 220 kV (media diagonal).
- Mufas para cable de poder en 230 kV.
- Trinchera para cables.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

En cuanto a la obra propuesta en la S/E Lampa considera lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 220/23 kV 50 MVA con CDBC.
- Muro cortafuedo para equipo de transformación.
- Mufas para cable en 23 kV y cable de poder en 23 kV.
- Construcción de nueva sala de celdas en 23 kV en configuración doble barra (principal más auxiliar), que permita la conexión de siete posiciones para alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, dos

posiciones acopladoras con remonte de barras, dos posiciones para conexión de servicios auxiliares y un aposición para paño acoplador de barras.

- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de ambas subestaciones, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción.

10.2.11.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación. Tener presente que la ubicación de la subestación se encuentra rodeada de una zona residencial en la comuna de Lampa.

10.2.11.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Lampa y Nueva Lampa se consideró lo siguiente.

Tabla 132: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 220/23 kV 50 MVA con CDBC	1
2	Módulo GIS intemperie 220 kV (media diagonal)	1
3	Cable de poder monopolar XLPE, 230 kV (metros)	640
4	Mufas para cable de poder XLPE 230 kV	8
5	Cable de poder monopolar XLPE, 23 kV (metros)	180

Tabla 133: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Parrón para mufas 23 kV (pilar y viga)	4
2	Muro cortafuego para equipo 110 kV	1
3	Sala de celdas (para 13 posiciones)	1
4	Trinchera para cables	2

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

En cuanto a la nueva sala de celda se requerirá destinar un espacio de aproximadamente unos 176 m^2 para su edificación.

10.2.12 AMPLIACIÓN EN S/E LO AGUIRRE (NTR ATMT)

10.2.12.1 Situación existente

La subestación Lo Aguirre de propiedad de Enel Distribución Chile S.A. se ubica aproximadamente a 496 m.s.n.m, en la región Metropolitana de Santiago, comuna de Pudahuel y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 322664,02 Este, 6297402,30 Sur.



Figura 137: Ubicación de S/E Lo Aguirre

La subestación Lo Aguirre, tiene un patio de 110 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder 110/12,5 kV, de 10,5 MVA de capacidad máxima. Cabe señalar que sólo existe 1 interruptor de poder en la subestación, correspondiente a la llegada de la línea 1x110 kV Lo Aguirre – Cerro Navia. Además, posee una sala de celdas en 12 kV en configuración barra simple.

A continuación se presenta un diagrama de planta con la disposición de los equipos en la S/E Lo Aguirre.

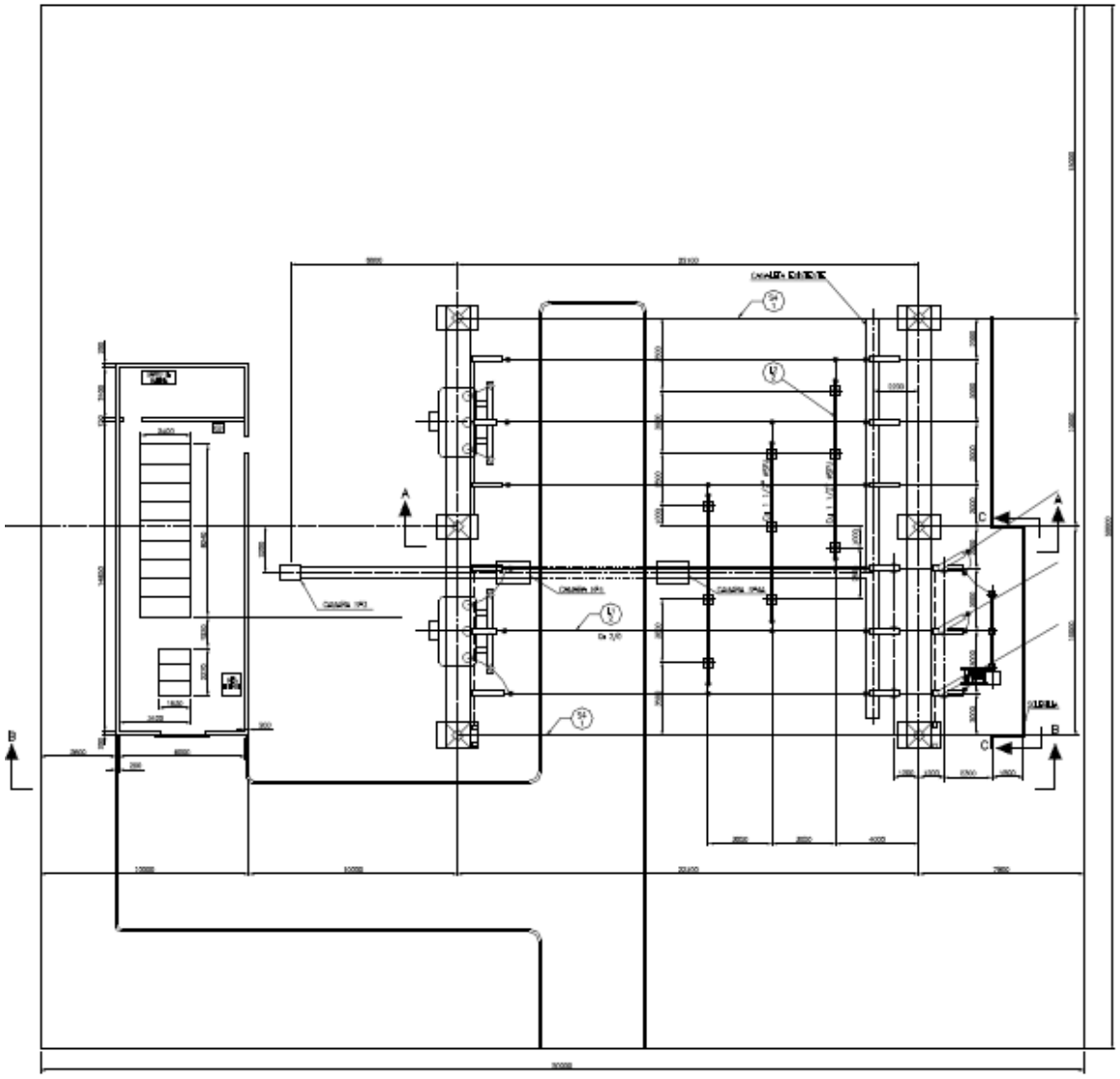


Figura 138: Disposición de equipos S/E Lo Aguirre (Actual)

De acuerdo a la figura anterior, al patio en 110 kV se conecta, mediante un interruptor y un desconectador con puesta atierra, la línea 1x110 kV Lo Aguirre – Cerro Navia y 2 transformadores de poder de 10,5 MVA, éstos últimos conectados mediante equipos desconectadores con puesta a tierra a la barra de alta tensión. Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.12.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 110/23 kV 50 MVA con CDBC.

- Instalar los paños de conexión en alta y media tensión, este último en celda.
- Construcción de nueva sala de celdas en 23 kV en configuración doble barra (principal más auxiliar), que permita la conexión de cuatro nuevos paños de alimentadores de media tensión en 23 kV más una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición acopladora, una posición para equipos de medidas y una posición para servicios auxiliares.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones, además de las adecuaciones en las conexiones al patio de 110 kV de los transformadores existentes y de la llegada de la línea desde la subestación Cerro Navia.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la instalación de un nuevo transformador, paño de alta tensión y una nueva sala de celdas con su correspondiente equipamiento de conexión en el lado de media tensión al nuevo transformador, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.

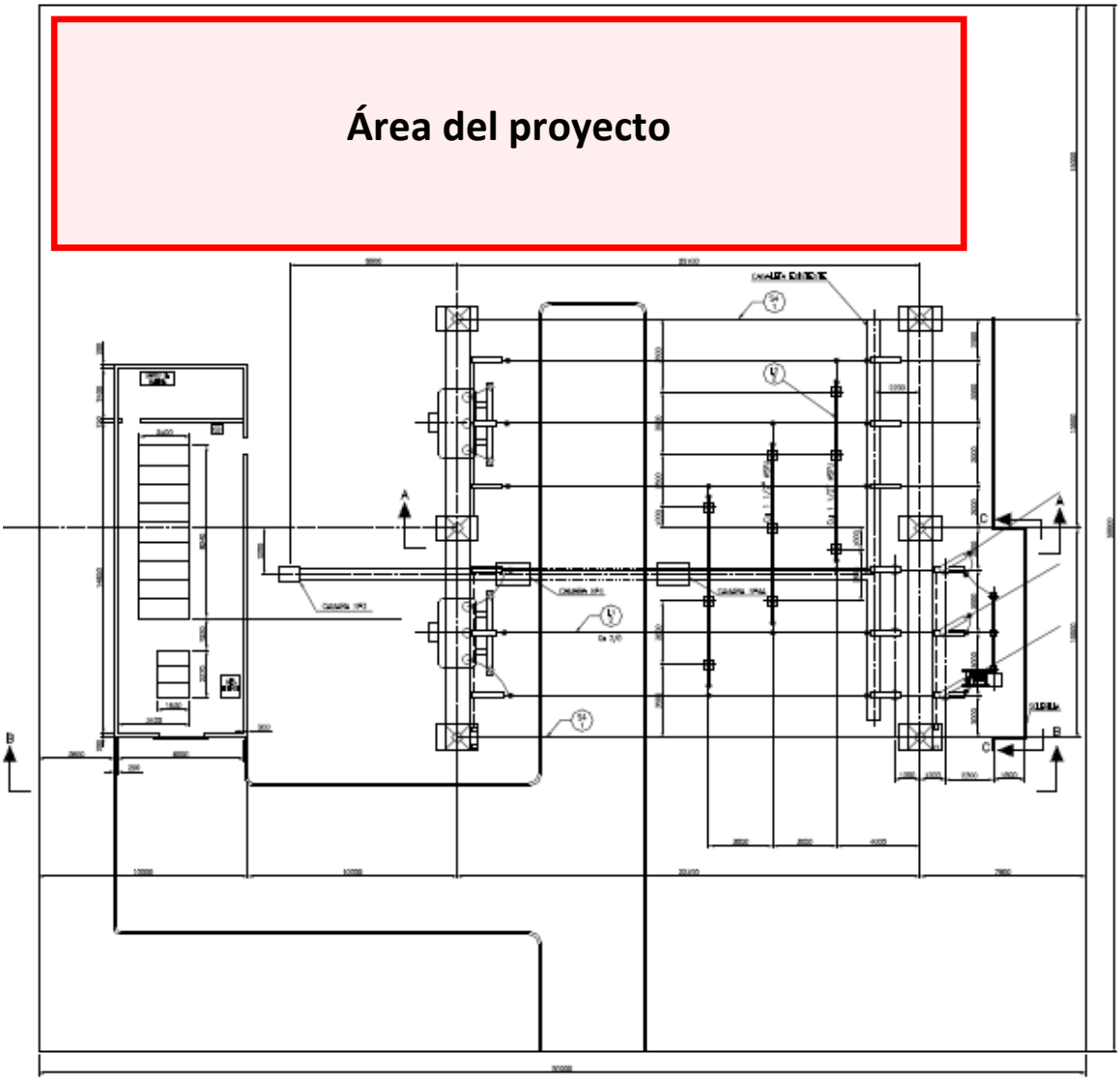


Figura 139: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Lo Aguirre

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción de plataforma para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de un foso recolector de aceite.
- Instalación de un juego de transformadores de potencial y desconectadores para la llegada de la línea desde la subestación Cerro Navia.
- Instalación de un juego de interruptor y desconectador para la conexión en 110 kV de los transformadores existentes.
- Instalaciones de aisladores de pedestal en 110 kV y 23 kV.
- Nueva Sala de Celdas en 23 kV para al menos 9 posiciones.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.

- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV) y media tensión (23 kV).
- Construcción de mufa para cable de poder XLPE 23 kV que permita la conexión del nuevo transformador con la sala de celdas.
- Construcción de cámaras de hormigón.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.12.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación del equipamiento cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos equipamientos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.12.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Lo Aguirre se consideró lo siguiente.

Tabla 134: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 110/23 kV 50 MVA con CDBC	1
2	Interruptor de Poder 110 kV comando monopolar	3
3	Desconectador 3F 110 kV s/cpt 3150 A	4

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
4	Transformador de Potencial 110 kV	1
5	Aislador de Pedestal 110 kV	5
6	Transformador de Corriente 110 kV, 4 núcleos	3
7	Mufas para clave de poder XLPE 23 kV	9
8	Cable de poder monopolar XLPE, 23 kV (metros)	135
9	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 m2 (metros)	180
10	Pararrayos 110 kV	3

Tabla 135: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Foso recolector de aceite para equipos 110 kV	1
2	Parrón para mufas, 1 pilar y 1 viga	1
3	Sala de celdas (para 9 posiciones)	1

En cuanto a la nueva sala de celda se requerirá destinar un espacio de aproximadamente unos 250 m^2 para su edificación y se requerirán 36 m^2 para la edificación de la nueva sala de control.

10.2.13 AMPLIACIÓN EN S/E BATUCO (NTR ATMT)

10.2.13.1 Situación existente

La subestación Batuco de propiedad de Enel Distribución Chile S.A. se ubica aproximadamente a 513 m.s.n.m, en la región Metropolitana de Santiago, comuna de Colina y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 338788,58 Este, 6317704,53 Sur.



Figura 140: Ubicación de S/E Batuco

La subestación Batuco, tiene un patio de 110 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder 110/23,5 kV, de 37,5 MVA de capacidad máxima y un transformador de poder 110/23,5 kV, de 50 MVA de capacidad máxima. Cabe señalar que existen dos interruptores de poder en la subestación, correspondiente a la llegada de la línea 2x110 kV Batuco – Cerro Navia. Además, posee una sala de celdas en 23 kV en configuración barra principal y barra auxiliar y un patio de media tensión en 23 kV en configuración barra principal seccionada y barra auxiliar.

A continuación se presenta un diagrama de planta con la disposición de los equipos en la S/E Batuco.

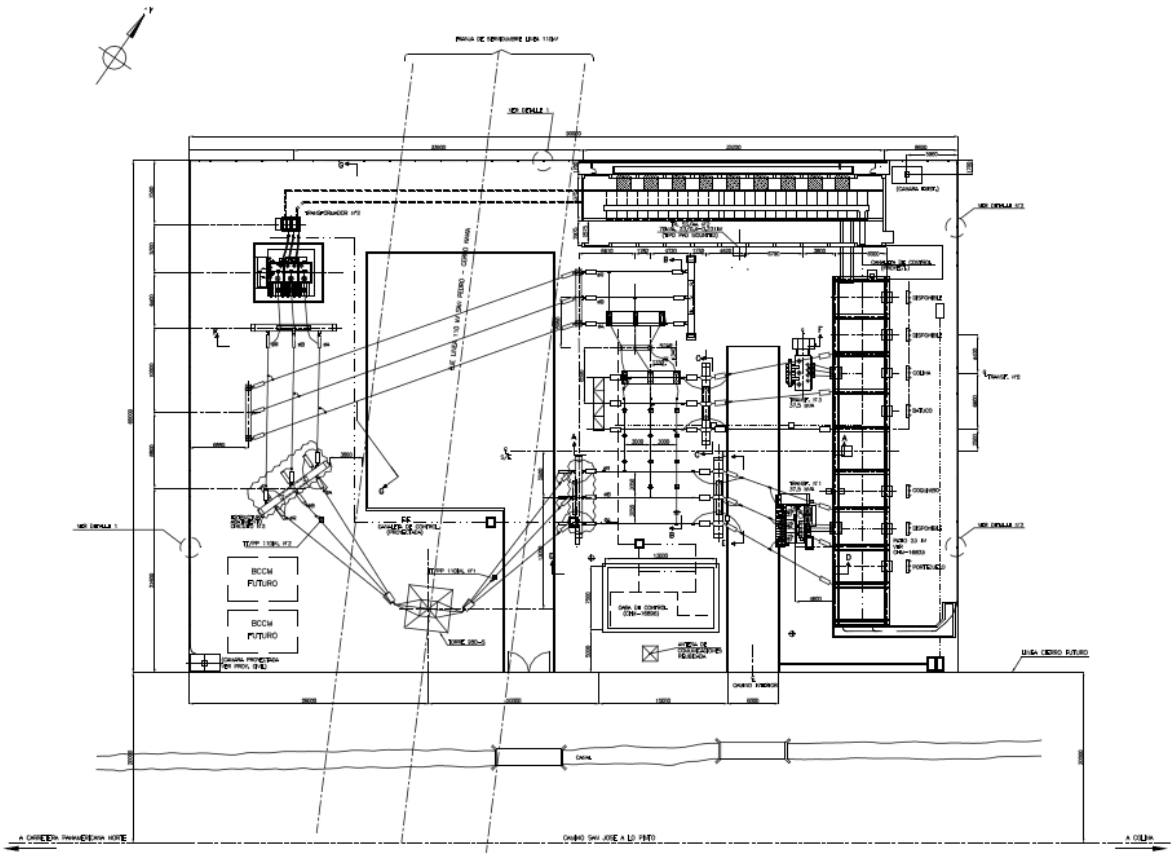


Figura 141: Disposición de equipos S/E Batuco (Actual)

De acuerdo a la figura anterior, al patio en 110 kV se conecta, mediante un interruptor y su par de desconectadores, uno de ellos con puesta a tierra, a la línea 2x110 kV Batuco – Cerro Navia y posee 2 transformadores de poder de 37,5 MVA y un transformador de 50 MVA, todos ellos conectados mediante un desconectador e interruptor a la barra de alta tensión. Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.13.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 110/23 kV 50 MVA con CDBC.
- Instalar los paños de conexión en alta y media tensión, este último en celda.
- Construcción de un nuevo juego de celdas en 23 kV en configuración doble barra (principal más auxiliar), que permita la conexión de cuatro nuevos paños de alimentadores de media tensión en 23 kV más una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición de entrada del transformador a la barra auxiliar, una posición para remonte hacia la sala de celdas N°2, una posición

para el acoplador de barras de interconexión a la barra principal N°3, una posición para equipos de medida y una posición para servicios auxiliares.

- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la instalación de un nuevo transformador, paño de alta tensión y un nuevo juego de celdas con su correspondiente equipamiento de conexión en el lado de media tensión al nuevo transformador, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.

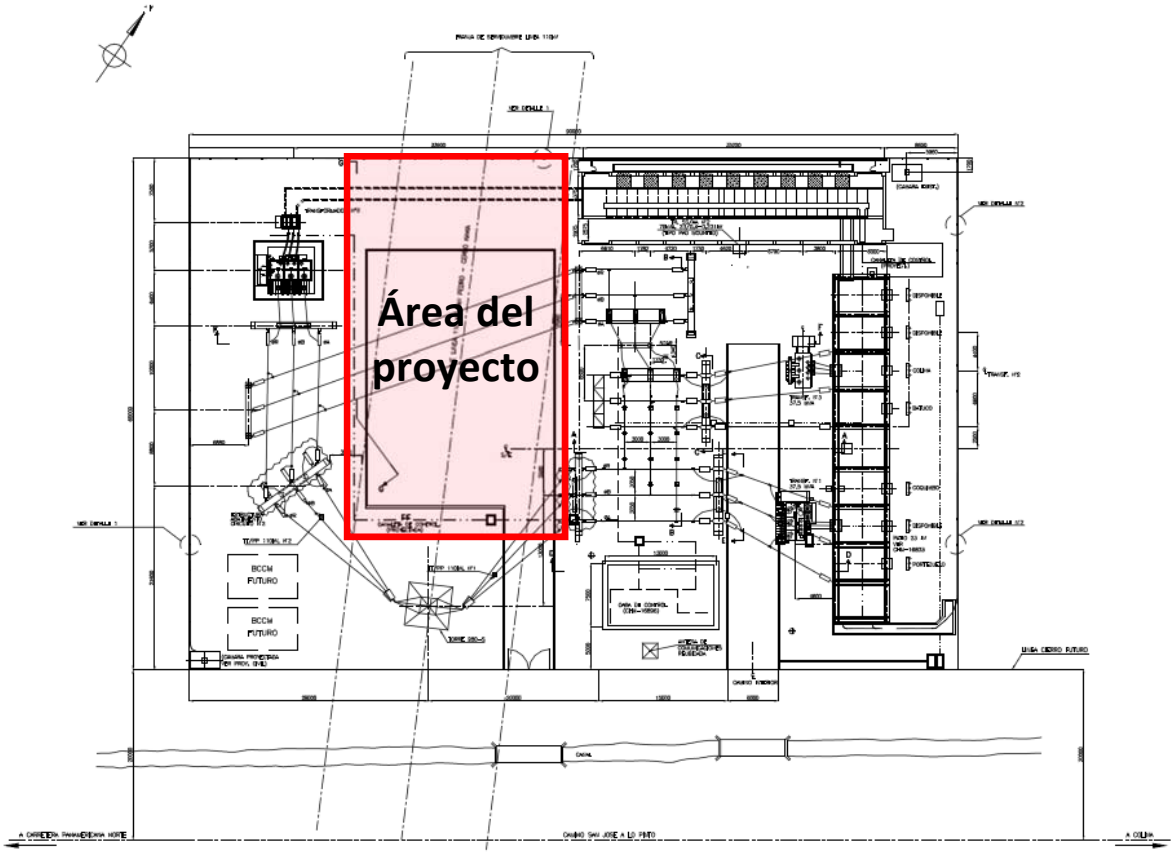


Figura 142: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Batuco

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción de plataforma para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de un foso recolector de aceite.
- Instalaciones de aisladores de pedestal en 110 kV y 23 kV.

- Nuevo juego de Celdas en 23 kV para al menos 10 posiciones.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV) y media tensión (23 kV).
- Construcción de mufa para cable de poder XLPE 23 kV que permita la conexión del nuevo transformador con la sala de celdas.
- Construcción de cámaras de hormigón.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.13.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación del equipamiento cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos equipamientos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.13.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Batuco se consideró lo siguiente.

Tabla 136: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 110/23 kV 50 MVA con CDBC	1
2	Interruptor de Poder 110 kV comando monopolar	1
3	Desconectador 3F 110 kV s/cpt 3150 A	1
4	Transformador de Potencial 110 kV	6
5	Pararrayos 110 kV	3
6	Pararrayos 23 kV	3
7	Mufas para clave de poder XLPE 23 kV	9
8	Cable de poder monopolar XLPE, 23 kV (metros)	630
9	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 m2 (metros)	30
		3

Tabla 137: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Foso recolector de aceite para equipos 110 kV	1
2	Parrón para mufas, 1 pilar y 1 viga	4

10.2.14 AMPLIACIÓN EN S/E BAJO MELIPILLA 110 KV (BS)

10.2.14.1 Situación existente

La subestación se ubica aproximadamente a 169 m.s.n.m, en la región Metropolitana, Melipilla y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 295749,94 Este, 6269177,10 Sur.



Figura 143: Ubicación de S/E Bajo Melipilla

La subestación Bajo Melipilla se encuentra conectada a través de la línea 1x110 kV Tap Off Alto Melipilla – Bajo Melipilla a una barra de 110 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation. Además, la subestación cuenta una barra en 66 kV a la cual se conectan las línea 1x66 kV Bajo Melipilla – El Maitén y la línea 1x66 kV Bajo Melipilla – Chocalán. Dichas barras se conectan a través de un transformador de poder 110/66 kV de 50 MVA de capacidad máxima. Adicionalmente, la barra de 110 kV se encuentran conectados dos transformadores de poder 110/13,2 kV de 25 MVA y 30 MVA de capacidad máxima para abastecer clientes regulados de la zona. Estos últimos transformadores se conectan a barras simples las que se encuentran seccionadas a través de un interruptor de 15 kV. A continuación se muestra un diagrama unilineal simplificado que muestra la configuración de la subestación.

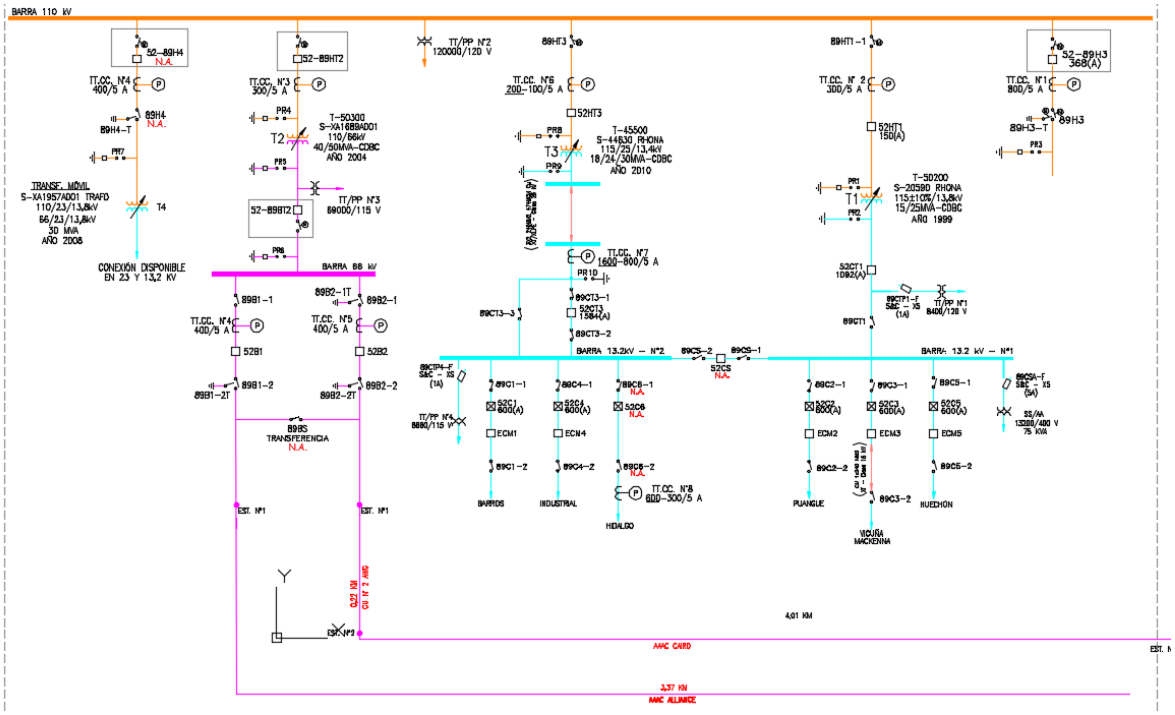


Figura 144: Diagrama unilineal simplificado de S/E Bajo Melipilla

Cabe señalar que la información técnica de la subestación Bajo Melipilla con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necsarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

10.2.14.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barras en 110 kV en la misma configuración de barra existente, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 110 kV.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construccion de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marco de barra para la ampliación de la barra con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.

No se considera la necesidad de modificar o extender los caminos interiores o el muro exterior de la subestación.

10.2.14.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.2.14.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Bajo Melipilla se consideró lo siguiente.

Tabla 138: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	60
2	Cadena simple de aisladores anclaje 110 kV y ferretería	6

Tabla 139: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 110 kV (2 pilar, 1 viga)	1

10.2.15 HABILITACIÓN PAÑO LÍNEA 1X66 KV MARCHIGÜE - ALCONES EN S/E ALCONES

10.2.15.1 Situación existente

La subestación Alcones de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. (CGE S.A.) se ubica aproximadamente a 167 m.s.n.m, en la región de O'Higgins, comuna de Marchigüe.



Figura 145: Área del proyecto S/E Alcones

La subestación Alcones actualmente se encuentra siendo modificada por el proyecto en ejecución "Ampliación en S/E Alcones" del Decreto Exento N° 418 de 2017 del Ministerio de Energía. Considerando las modificaciones incluidas en dicha obra, S/E Alcones posee un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Switchgear, con dos transformadores de 66/23 kV, uno de 10 MVA (T1), y el otro de 15 MVA (T2). Al transformador T1 se conecta el alimentador de Pichilemu, en tanto al transformador T2 se conecta una sala de celdas en configuración barra simple con posiciones para 2 alimentadores, transformador, SS/AA, medida y seccionador de barra que conecta al nivel de tensión de 23 kV del transformador T1.

Cabe señalar que el patio de 66 kV cuenta con 3 interruptores de poder, correspondientes a los interruptores del lado AT de ambos transformadores, y el interruptor de poder de BT del transformador T1. Del mismo modo, en media tensión se tiene un equipo reconectador asociado al alimentador de Pichilemu.

A continuación se presenta un diagrama de planta con la disposición de los equipos en la S/E Alcones.

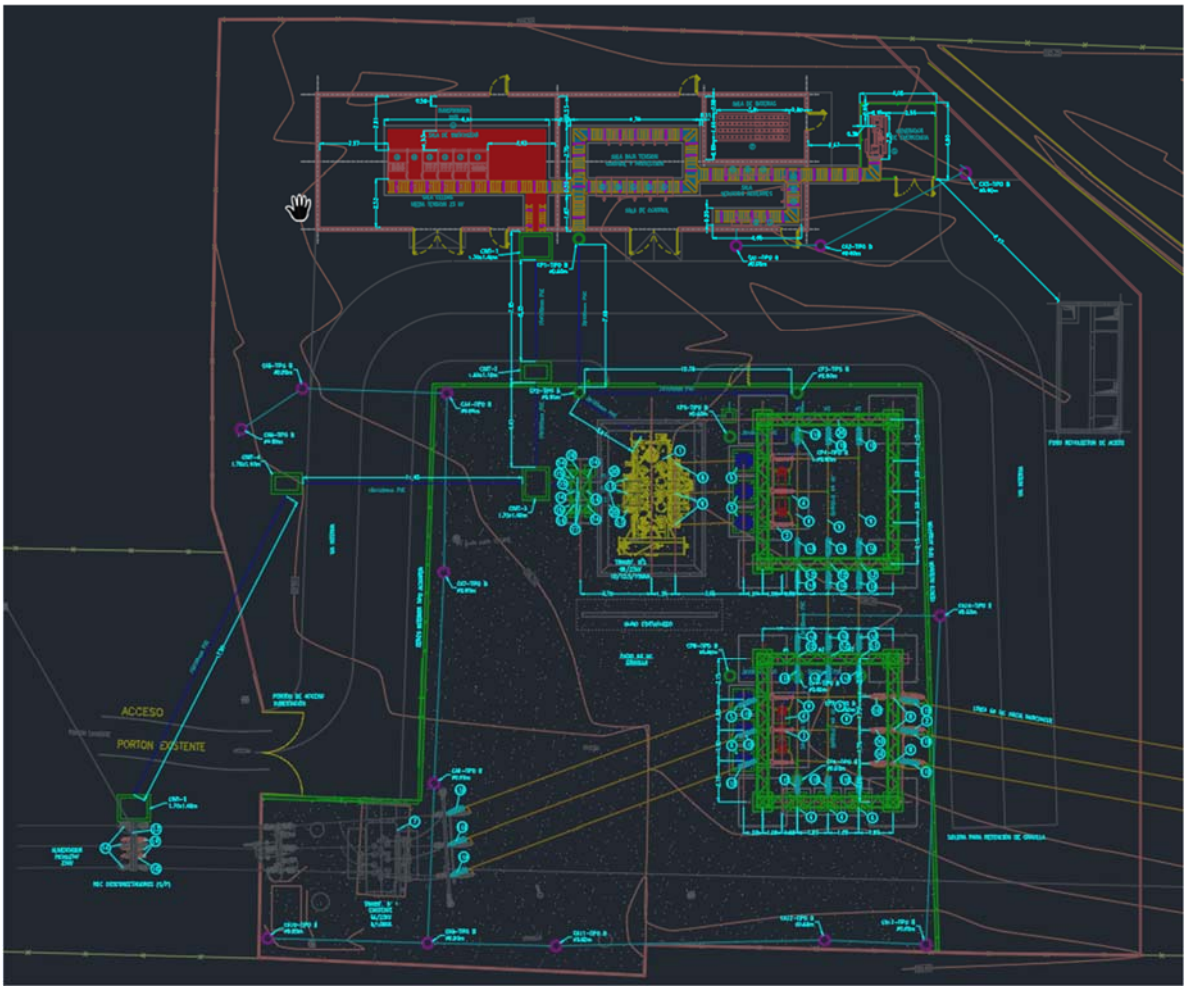


Figura 146: Disposición de equipos Alcones (En Ejecución)

El proyecto actualmente en ejecución "Ampliación en S/E Alcones" del Decreto Exento N° 418 de 2017, modificó de manera importante la topología de la subestación la cual anteriormente contaba sólo con el transformador T1. Dicha obra incluyó el transformador T2, una nueva sala de celdas, el reemplazo del desconectador de la línea por uno motorizado, y la normalización del transformador existente.

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

10.2.15.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Completar paño de línea Marchigüe – Alcones, incluyendo interruptor de potencia, transformadores de corriente y desconectadores de barra sin puesta a tierra.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación, mediante el movimiento del cerco interior en el sector del parrón asociado al transformador T1 y del camino interior, hacia el este de la subestación. No resulta necesario mover el cerco exterior.

En consecuencia, se propone la extensión de las instalaciones en la zona identificada en la siguiente imagen.

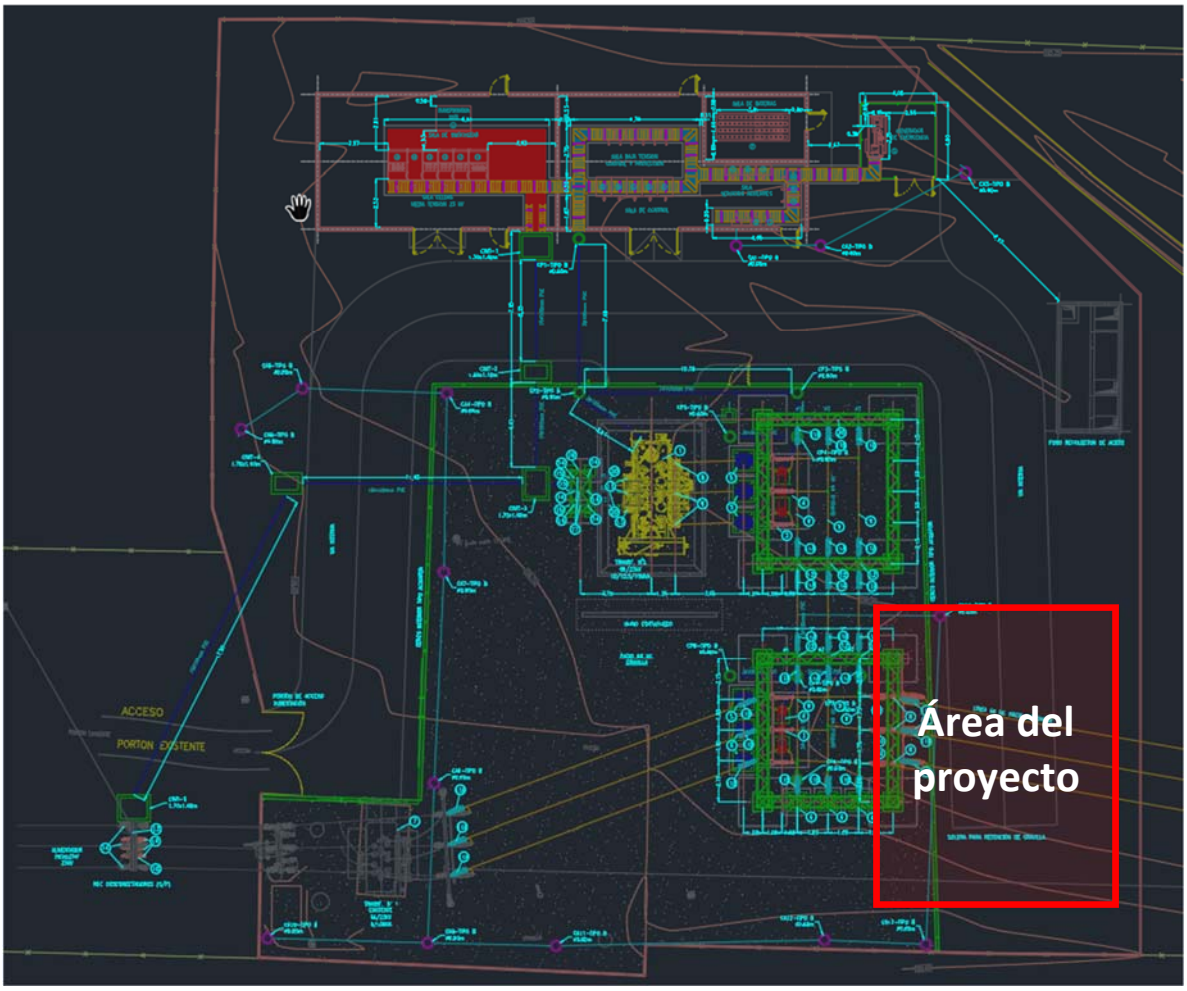


Figura 147: Área de Proyecto S/E Alcones (Proyectada)

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción de plataforma para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Adecuación de malla a tierra.

- Construcción de fundaciones para el nuevo equipamiento.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV).
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.15.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla el movimiento del cerco exterior de la obra. Adicionalmente, no se contempla la compra de terrenos, toda vez que el responsable de la ampliación CGE S.A., es dueño de los terrenos colindantes al este de la subestación.

10.2.15.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Alcones se consideró lo siguiente.

Tabla 140: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 kA, comando Monopolar	1
2	Desconectador Trifásico 66 kV, sin puesta a tierra, 3150 A	1
3	Transformador de Potencial 66 kV, Inductivo, 30VA	3

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
4	Pararrayos 66 kV	3
5	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	3
6	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	100
7	Cadenas de aisladores anclaje 66 kV y ferretería	3

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

10.2.16 AMPLIACIÓN EN S/E CHUMAQUITO Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV RANCAGUA – ROSARIO

10.2.16.1 Situación existente

La subestación Chumaquito, de propiedad de CGE S.A. se ubica aproximadamente a 431 m.s.n.m, en la región de O'Higgins, comuna de Requínoa.



Figura 148: Área del proyecto S/E Chumaquito

La subestación Chumaquito se encuentra conectada en forma de tap, a la línea 1x66 kV Rancagua – Rosario, y cuenta con dos patios, uno de 66 kV y otro de 15 kV, conectados a través de un transformador de capacidad 18,7 MVA, con equipos de tecnología AIS (Air

Insulated Switchgear). El patio de 66 kV posee configuración con barra simple, que se conecta a la línea a través de un pótico de arranque, en tanto, el patio de 15 kV posee una configuración con barra simple más barra de transferencia, estructurados en parrones de media tensión. Por su parte, en el lado oriente de la subestación se encuentra la caseta de comando. La Figura 149, presenta la disposición de equipos en terreno, en tanto la Figura 150 muestra un digrama unilineal simplificado, para comprender la conexión entre los distintos elementos de la subestación.

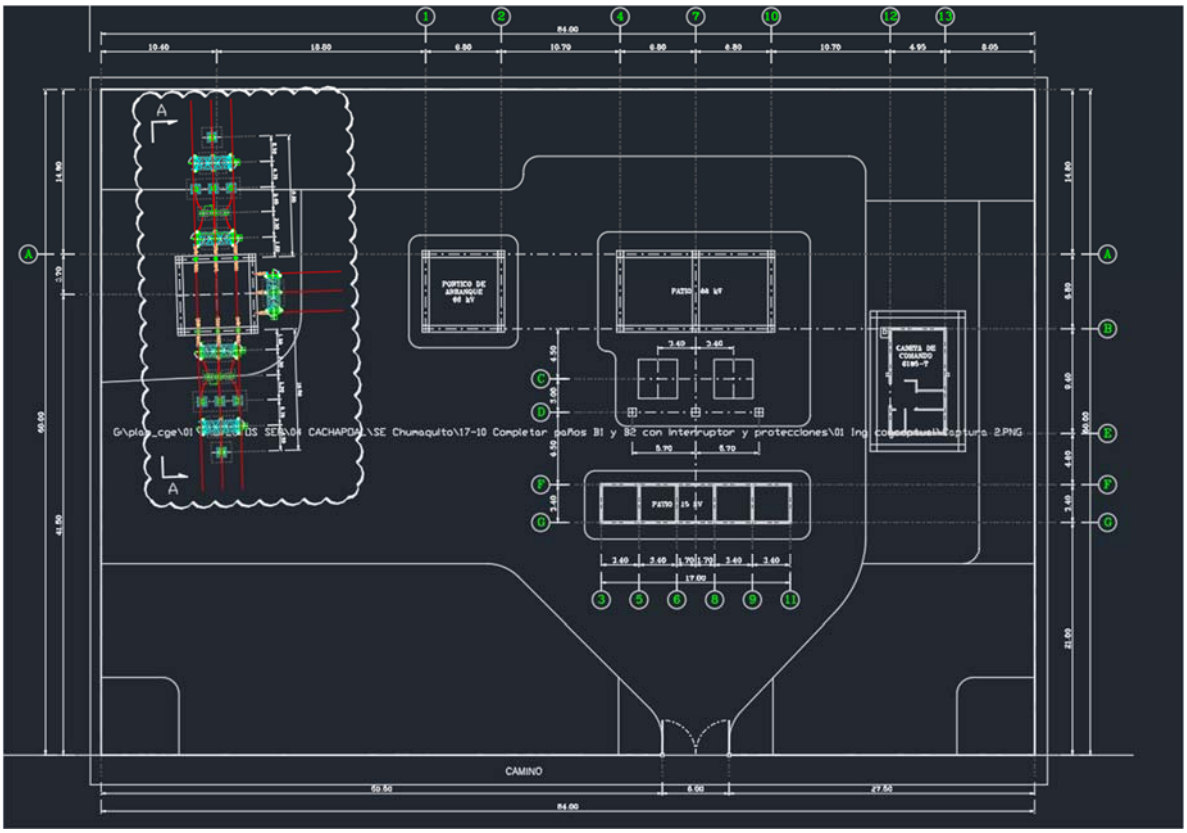


Figura 149: Disposición de equipos S/E Chumaquito

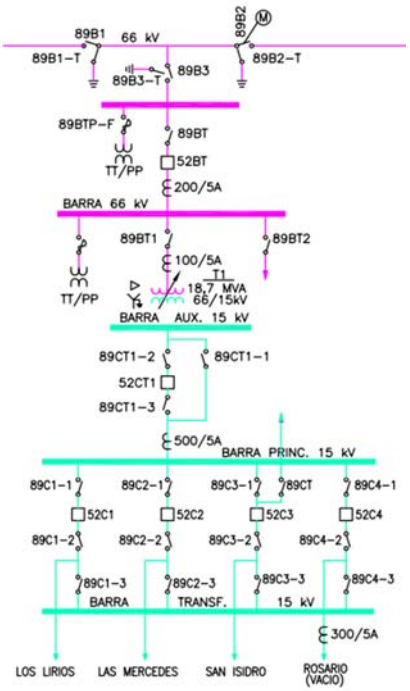


Figura 150: Diagrama Unilineal S/E Chumaquito.

Los antecedentes de la condición actual de la subestación (plano de planta y diagrama unilineal) se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional, así como de la propuesta de expansión de la transmisión 2019, elaborada por el Coordinador Eléctrico Nacional.

10.2.16.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de capacidad de transformación mediante la instalación de un segundo transformador 66/15 kV, 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Rancagua – Rosario, completando los paños de línea asociados y del desmontaje del desconectador con puesta a tierra B3.
- Ampliación del patio de 15 kV, que permita la conexión del nuevo transformador y de dos nuevas posiciones para alimentadores.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación, toda vez que como se observó en la Figura 148, existe espacio suficiente para nuevas instalaciones, en particular, en el espacio contiguo al transformador existente, donde puede colocarse un nuevo transformador AT/MT en la subestación.

En consecuencia, se propone la siguiente ubicación para las nuevas instalaciones en la zona identificada en la siguiente figura.

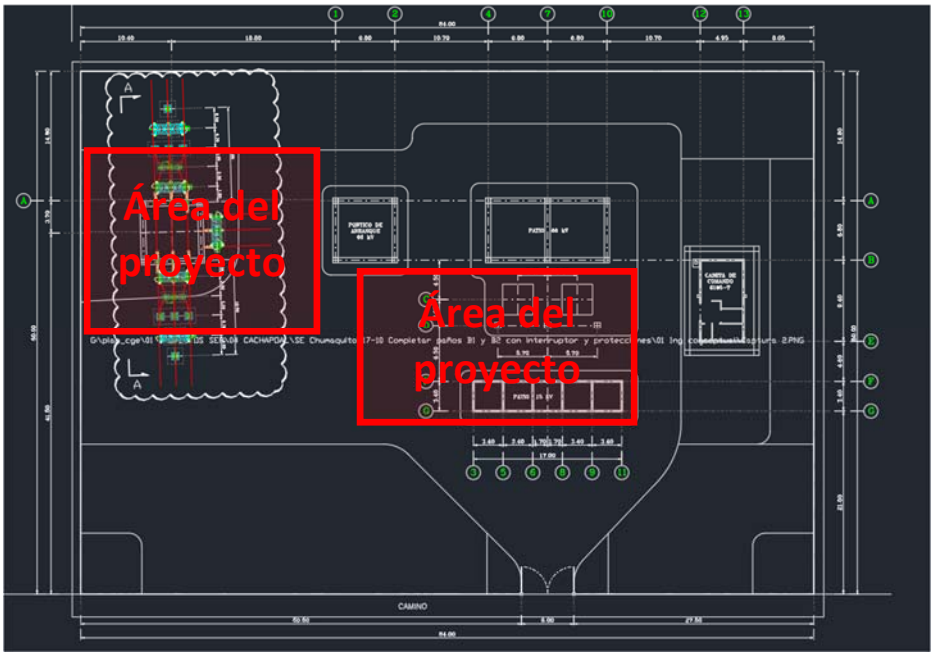


Figura 151: Disposición de equipos S/E Chumaquito

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de un nuevo parrón de media tensión, contiguo a los anteriores.
- Construcción de muro cortafuego y foso recolector de aceite para los equipos de transformación.
- Desarrollo de las canalizaciones para los nuevos paños de las instalaciones.
- Construcción de plataforma para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra.
- Construcción de fundaciones para la ampliación del patio de media tensión, y los nuevos equipos a instalar.
- Realizar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

10.2.16.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios con terreno nivelado para los requerimientos de la obra a construir. Adicionalmente, no se observan interferencias de importancia para la ejecución de las obras, ni se visualizan otros requerimientos especiales.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.16.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Chumaquito se consideró lo siguiente.

Tabla 141: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador trifásico 66/15 kV, 30 MVA con CDBC	1
2	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 kA, comando Monopolar	3
3	Interruptor MT, 2500 A, 31,5 kA, Tipo Doghouse	1
4	Interruptor MT, 1250 A, 31,5 kA, Estanque Vivo	2
5	Pararrayos 66 kV	3
6	Pararrayos 15 kV	3
7	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	9
8	Transformador de Corriente 15 kV	6
9	Desconectador Trifásico 66 kV, sin conexión de puesta a tierra 3150 A	6
10	Desconectador Trifásico 15 kV, sin conexión de puesta a tierra 2000 A	6
11	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	200
12	Conductor Cobre 67,5 mm^2 (2/0 AWG) (metros)	72
13	Conductor Cobre 202,7 mm^2 (400 MCM) (metros)	72
14	Cadena de aisladores anclaje 66 kV – Carga de rotura media y Ferretería	18
15	Cadena de aisladores anclaje MT – Carga de rotura media y Ferretería	24

Tabla 142: Desmontaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Desconectador Trifásico 66 kV, con conexión de puesta a tierra 2500 A	1

Tabla 143: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Parrón de Media Tensión 15 kV, Pilares	2
2	Parrón de Media Tensión 15 kV, Vigas	6

Es preciso mencionar, que el terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

10.2.17 AMPLIACIÓN EN S/E SAN MIGUEL (NTR ATMT)

10.2.17.1 Situación existente

La subestación San Miguel de propiedad de CGE S.A. se ubica aproximadamente a 132 m.s.n.m, en la región del Maule, comuna de Talca y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 262483,03 Este, 6075090,92 Sur.



Figura 152: Ubicación de S/E San Miguel

La subestación San Miguel posee un equipo de transformación 66/15 kV de 16,6 MVA el cual se encuentra conectado en derivación mediante equipos desconectadores trifásicos a la línea 1x66 kV Maule – Talca. El transformador existente se conecta mediante un paño que cuenta con un seccionador cuchillo e interruptor de poder a una barra de 66 kV. En cuanto al patio de media tensión, posee una barra en 15 kV en tecnología AIS o Air Insulated Substation la cual pemite la salida de dos alimentadores para el suministro de clientes regulados.

Cabe señalar que la información técnica de la subestación San Miguel con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necsarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

10.2.17.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 66/15 kV 30 MVA con CDBC.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Maule – Talca con sus respectivos paños de línea.
- Instalar nuevos paños de conexión en alta y media tensión, éste último en celda de 15 kV.
- Instalar un banco de condensadores de 5 MVAr y conectarlo a la celda de 15 kV.
- Construcción de nueva sala de celdas en 15 kV en configuración barra simple, que permita la conexión de seis posiciones para nuevos alimentadores, una posición para la conexión de equipos de medida, una posición para conectar un nuevo transformador de servicios auxiliares, una posición para conectar el nuevo transformador de poder, una posición de interconexión con el patio 15 kV existente y una posición para la conexión de un banco de condensadores.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la instalación de un nuevo transformador, nuevos paños de línea para permitir el seccionamiento de la línea 1x66 kV Maule – Talca, paño de alta tensión y una nueva sala de celdas con su correspondiente equipamiento de conexión en el lado de media tensión al nuevo transformador, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción. En el caso que sea necesario, de acuerdo a la ingeniería más de detalle, utilizar equipos híbridos compactos de manera de hacer un uso eficiente del espacio disponible de la subestación.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de marcos de barra en 66 kV (pilares y viga) con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Construcción de nueva barra en 66 kV con espacio para cuatro posiciones (transformador existente, nuevo transformador, y los dos paños de línea correspondientes al seccionamiento de la línea).
- Construcción de muro cortafuegos para el nuevo transformador de poder.
- Nueva Sala de Celdas en 15 kV para al menos 11 posiciones.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (15 kV).
- Construcción de mufa para cable de poder XLPE 15 kV que permita la conexión del nuevo transformador con la sala de celdas.
- Construcción de cámaras de hormigón.
- Instalación de un juego de pararrayos en 66 kV y en 15 kV.

- Instalación de un juego de transformadores de potencial para la barra de 66 kV.
- Movimiento de tierras para permitir la instalación de los nuevos equipamientos en la subestación.
- Adecuación de la plataforma para permitir la instalaciones de los nuevos equipamientos y la construcción de nuevos patios.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de caminos interiores.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.17.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

Cabe mencionar que actualmente se encuentra en construcción la obra de aumento de capacidad de la línea 2x66 kV Maule – Talca, la que fue fijada mediante Decreto Exento N°418 de 2017 del Ministerio de Energía, y cuya adjudicataria es la empresa Quanta Services Chile SpA y tiene una fecha estimada de entrada en operación para julio 2021, por lo que no se visualizan problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación. Tener presente que la ubicación de la subestación se encuentra rodeada de una zona industrial en la comuna de Talca.

10.2.17.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación San Miguel se consideró lo siguiente.

Tabla 144: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 66/15 kV 30 MVA	1
2	Interruptor de Poder 66 kV	3
3	Transformador de Potencial 66 kV	5
4	Desconectadores trifásicos 66 kV	5
5	Conductor aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	464
6	Mufas para cable de poder XLPE 15 kV	12
7	Cable de poder monopolar XLPE, 15 kV (metros)	360
8	Pararrayos 66 kV	9
9	Pararrayos 15 kV	3
10	Transformador de Servicios Auxiliares	1
11	Transformador de corriente 66 kV	15
12	Banco CCEE 15 kV – 5 MVAr	1

Tabla 145: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Portal de línea 66 kV (2 pilares, 1 viga)	5
2	Marco de barra 66kV (2 pilares, 1 viga)	4
3	Muro cortafuego para equipo 110 kV	1
4	Foso recolector de aceite para equipos de 66 kV	1
5	Sala de celdas (para 11 posiciones)	1

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

En cuanto a la nueva sala de celda se requerirá destinar un espacio de aproximadamente unos 44 m^2 para su edificación.

10.2.18 AMPLIACIÓN EN S/E PELEQUÉN (NTR ATMT)

10.2.18.1 Situación existente

La subestación Pelequén de propiedad de CGE S.A. se ubica aproximadamente a 294 m.s.n.m, en la región del Libertador General Bernardo O'higgins, comuna de Malloa y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 326356,20 Este, 6183876,19 Sur.



Figura 153: Ubicación de S/E Pelequén

La subestación Pelequén se encuentra conectada a la línea 1x66 kV Tap La Paloma – Tap Rengo, mediante la conexión en derivación a un patio de alta tensión en 66 kV. Éste último posee una configuraión de una barra simple en tecnología AIS o Air Insulated Substation al cual se encuentran conectados la línea 1x66 kV Pelequén – Malloa Nueva y un equipo de transformación 66/15 kV de 4 MVA de capacidad máxima. Cabe mencionar que el equipo de transformación sólo se encuentra conectado mediante equipos desconectadores al patio de alta tensión. Por ultimo, en la subestación existe un patio de media tensión en 15 kV el cual permite la salida de un alimentador para el abastecimiento de los clientes de la zona. A continuación se presenta un diagrama unilineal simplificado de la subestación.

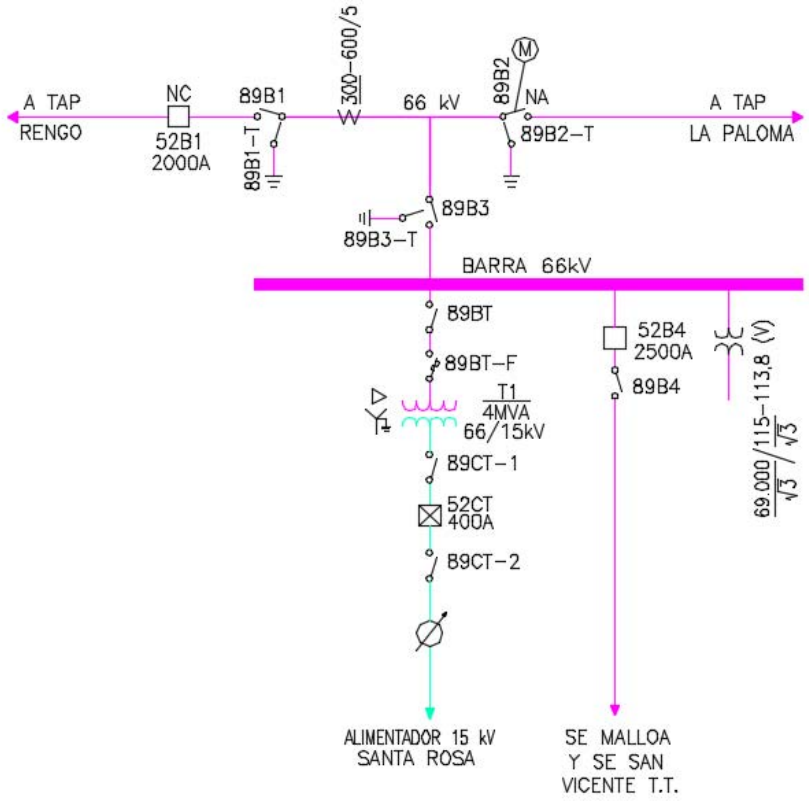


Figura 154: Diagrama unilineal simplificado de S/E Pelequén (Actual)

Cabe señalar que la información técnica de la subestación Pelequén con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necsarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, existiría espacio disponible en la subestación que permitiría la extensión de la barra en 66 kV para una posición adicional, lo cual permitiría la conexión e instalación del nuevo equipo de transformación con sus correspondientes paños de conexión y el nuevo patio de media tensión en 15 kV.

10.2.18.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 66/15 kV 10 MVA con CDBC.
- Extensión de la barra de 66 kV en configuración barra simple para una nueva posición.
- Instalar nuevos paños de conexión en alta y media tensión.
- Instalación de un banco de condensadores 15 kV de 5 MVAr.

- Construcción de un nuevo patio de media tensión en 15 kV en configuración barra simple, que permita la conexión de cuatro posiciones para alimentadores, una posición para compensación reactiva, una posición para la conexión del nuevo transformador y una posición para servicios auxiliares.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para las obras señaladas anteriormente, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de marco de barra en 66 kV (pilares y viga) con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Instalación de portal de línea 66 kV (pilares y viga) con sus correspondientes cadenas de anclaje y ferreterías.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (13,8 kV).
- Movimiento de tierras para permitir la instalación de los nuevos equipamientos en la subestación.
- Adecuación de la plataforma para permitir la instalaciones de los nuevos equipamientos y la construcción de nuevos patios.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.18.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.18.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Pelequén se consideró lo siguiente.

Tabla 146: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 66/15 kV 10 MVA	1
2	Interruptor de Poder 66 kV	1
3	Aislador de pedestal 66 kV	8
4	Desconectadores trifásicos 66 kV	2
5	Conductor aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	700
6	Interruptores 15 kV	6
7	Banco de condensadores 15 kV de 5 MVAr	1
8	Transformador de Servicios Auxiliares	1
9	Transformador de corriente 66 kV	6
10	Transformador de potencial 15 kV	3

Tabla 147: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 66 kV (2 pilares, 1 viga)	2
2	Portal de línea 66 kV	2
3	Portal de línea 15 kV	4

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

10.2.19 AMPLIACIÓN EN S/E PARRAL (NTR ATMT)

10.2.19.1 Situación existente

La subestación Parral de propiedad de CGE S.A. se ubica aproximadamente a 178 m.s.n.m, en la región del Maule, comuna de Parral y con coordenadas referenciales UTM zona 19H: 247553,56 Este, 5997615,40 Sur.



Figura 155: Ubicación de S/E Parral

La subestación Parral, posee dos patios de alta tensión, uno en 154 kV y otro en 66 kV, a la cual se conectan las líneas 1x154 kV Linares – Parral, 1x154 kV Parral – Monterrico, 1x66 kV Parral – San Gregorio, 1x66 kV Parral – Retiro, 1x66 kV Parral – Cauquenes y la futura línea 2x66 kV Parral – Nueva Cauquenes, actualmente en construcción. El primero posee una barra simple en tecnología AIS o Air Insulated Substation mientras que el segundo posee configuración barra principal seccionada en la misma tecnología. Ambos patios se encuentran conectado a través de un equipo de transformación 154/66/14,8 kV de 75 MVA de capacidad instalada, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Además, al patio de 66 kV se encuentra conectado un equipo de transformación 69/13,8 kV de 30 MVA de capacidad máxima con sus respectivos paños de conexión, el

que a su vez se conecta a un patio de media tensión en 13,8 kV en configuración barra principal seccionada que permite la conexión de 4 alimentadores para clientes regulados de la zona y la conexión de un banco de condensadores de 5 MVAr. A continuación se presenta un diagrama unilineal simplificado de la subestación.

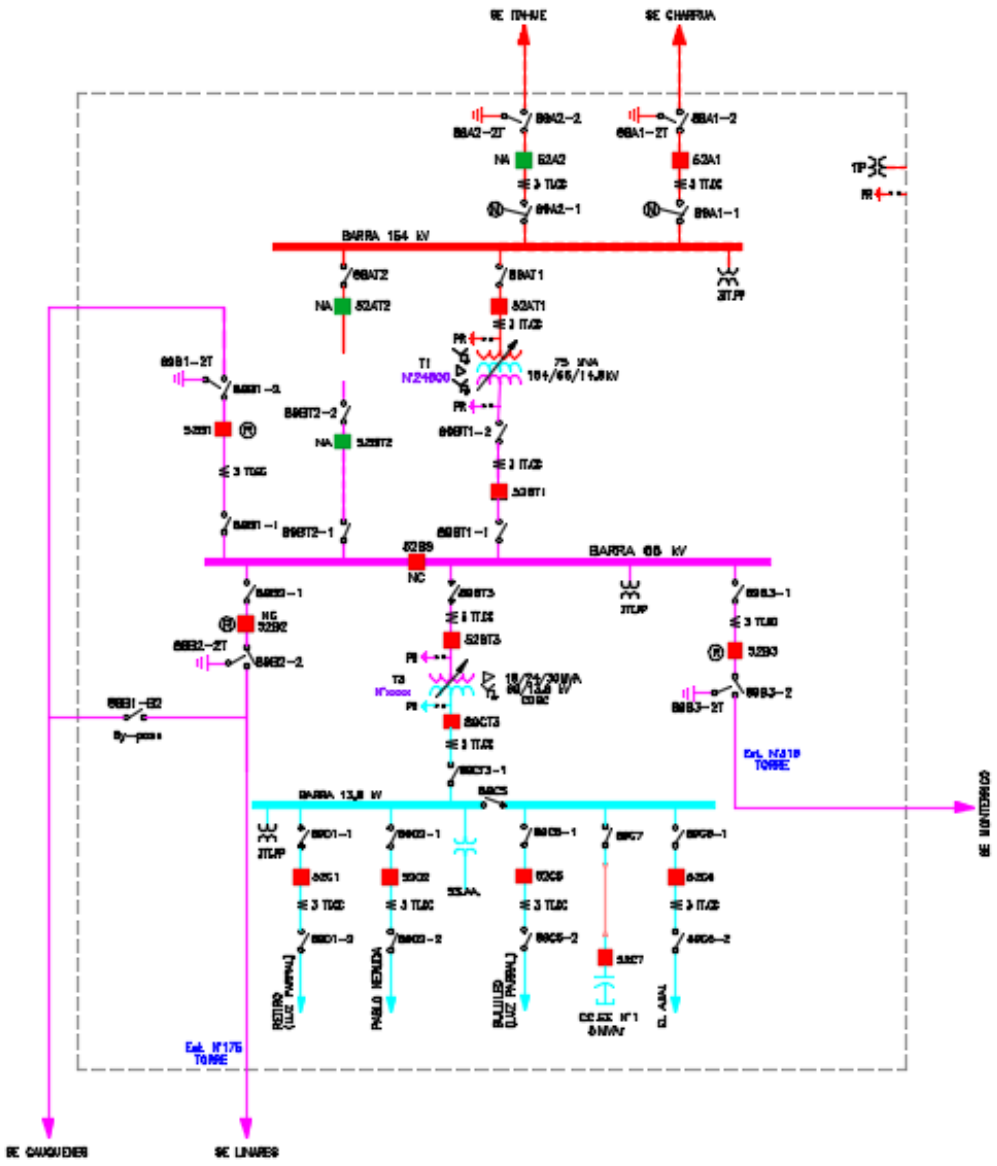


Figura 156: Diagrama unilineal simplificado de S/E Parral (Actual)

Además, se presenta a continuación un diagrama de planta con la disposición de los equipos principales en el patio de 66 kV de la S/E Parral.

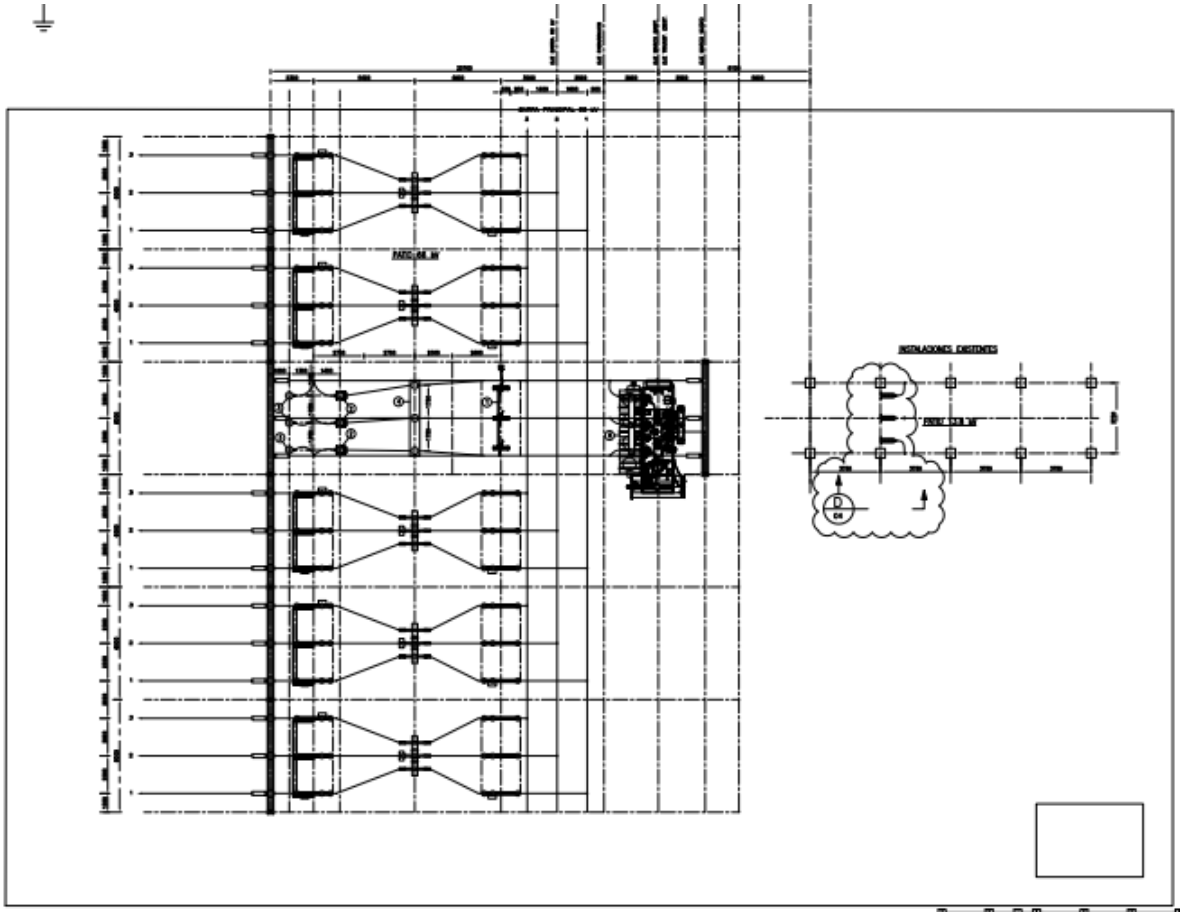


Figura 157: Diagrama de planta actual de S/E Parral

De acuerdo a la figura anterior y a la información proporcionada por la empresa, existe espacio disponible en la subestación hacia el lado este del patio de 66 kV que permitiría la extensión de la barra en ese nivel de tensión para una posición adicional, lo cual permitiría la instalación del nuevo equipo de transformación con sus correspondientes paños de conexión y el nuevo patio de media tensión en 13,8 kV.

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.19.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 66/13,8 kV 30 MVA con CDBC.
- Extensión de la barra de 66 kV en configuración barra principal seccionada para una nueva posición.
- Instalar nuevos paños de conexión en alta y media tensión.

- Construcción de un nuevo patio de media tensión en 13,8 kV en configuración barra principal más barra de transferencia, que permita la conexión de seis posiciones para alimentadores, una posición para la conexión de a lo menos dos posiciones para nuevos alimentadores, una posición para un paño acoplador y una posición para un paño seccionador que se conectará con el patio de 13,8 kV existente.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para las obras señaladas anteriormente, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de portal de línea de 66 kV (pilares y viga) con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Construcción de muro cortafuegos para el nuevo transformador de poder.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (13,8 kV).
- Movimiento de tierras para permitir la instalación de los nuevos equipamientos en la subestación.
- Adecuación de la plataforma para permitir la instalaciones de los nuevos equipamientos y la construcción de nuevos patios.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.19.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

Cabe mencionar que actualmente se encuentra en licitación la obra “Ampliación en S/E Parral” la cual fue propuesta mediante Decreto Exento N°418 de 2017 del Ministerio de Energía, y cuya licitación se ha declarado desierta en dos ocaciones. Se estima que el tercer proceso de licitación se estaría adjudicando durante abril del año 2020, por lo que la obra s estima que entrará en operación para se estima para enero 2023, por lo que es necesario que se evalúen todas las coordinaciones necesarias para el desarrollo de ambas obras.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.19.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Parral se consideró lo siguiente.

Tabla 148: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 66/15 kV 30 MVA	1
2	Interruptor de Poder 66 kV	1
3	Aislador de pedestal 66 kV	8
4	Desconectadores trifásicos 66 kV	2
5	Conductor aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	720
6	Interruptores 15 kV	5
7	Pararrayos 66 kV	3
8	Transformador de Servicios Auxiliares	1
9	Transformador de corriente 66 kV	6
10	Transformador de potencial 15 kV	3

Tabla 149: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Portal de Transformación 66 kV (2 pilares, 1 viga)	2
2	Portal de línea 15 kV	2
3	Muro cortafuego para equipo 66 kV	1
4	Foso recolector de aceite para equipos de 66 kV	1

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

10.2.20 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELVIRA (RTR ATMT)

10.2.20.1 Situación existente

La subestación Santa Elvira cuenta con una barra de 66 kV en configuración barra simple, una transformador 66/23 kV de 25 MVA y un patio de media tensión de 15 kV en configuración barra principal más transferencia.

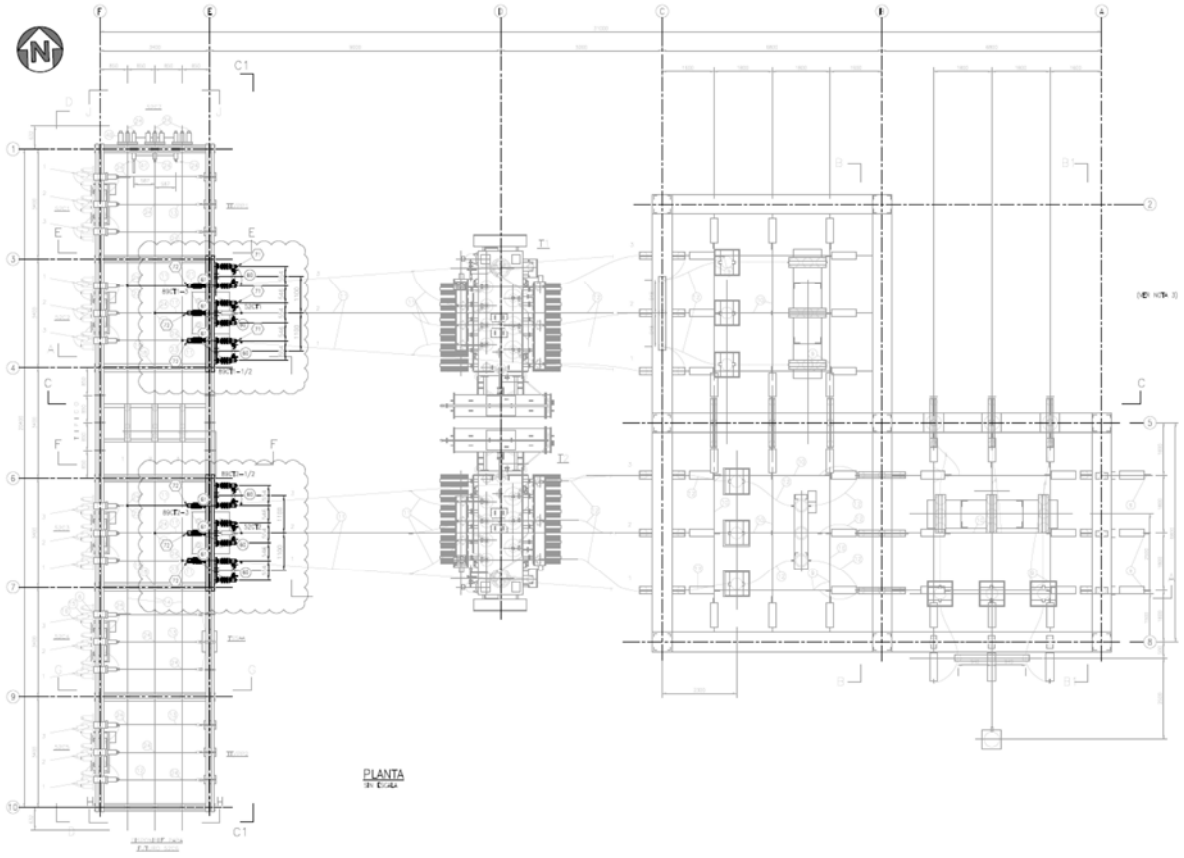


Figura 158: Plano de Planta de la S/E Santa Elvira

El proyecto propuesto en el presente informe consiste en el aumento de capacidad de la S/E Santa Elvira, mediante el reemplazo de unos de los transformadores 66/15 kV, 25 MVA, por un transformador 66/15 kV, 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de barra de 66 kV, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada sin desconectar los transformadores actualmente en servicio durante la faena. También se contempla para este efecto la ampliación de la plataforma del patio de 66 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de las barras del patio de 15 kV, cuya configuración barra principal y barra de transferencia. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la extensión de la barra en la S/E Santa Elvira.

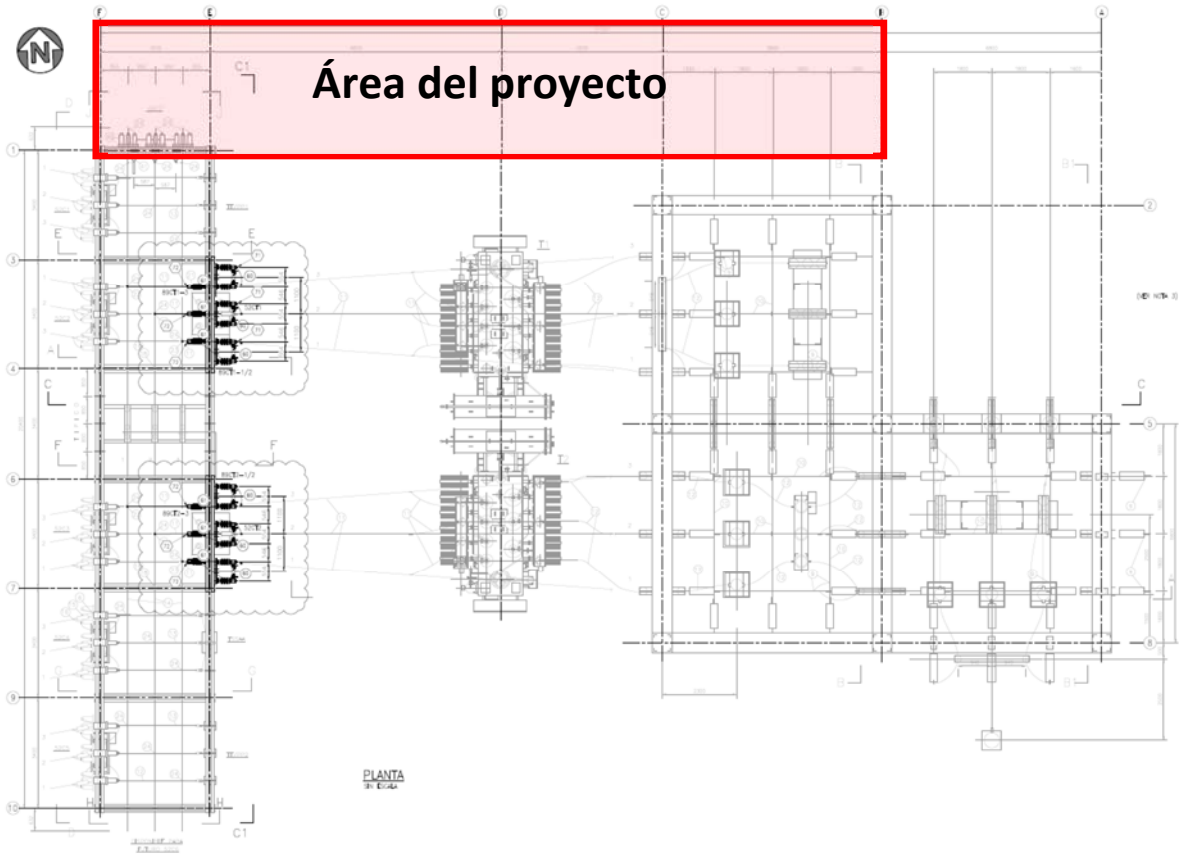


Figura 159: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Santa Elvira

10.2.20.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 66 kV en configuración barra simple.
- Construcción de un paño de transformación en 66 kV configuración barra simple.
- Construcción de un paño de transformación en 15 kV configuración barra principal más transferencia.
- Extensión de la barra de 15 kV.
- Intalación de un nuevo transformador de 66/15 kV, 50 MVA.
- Desmontaje de uno de los transformadores existentes 66/15 kV, 25 MVA, con sus respectivos paños.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la barra en S/E Santa Elvira.

- Construccion de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.
- Construcción de foso y muro cortafuego.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.2.20.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.2.20.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Santa Elvira se consideró lo siguiente.

Tabla 150: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	672
2	Cadena simple de aisladores anclaje 66 kV y ferretería	32
3	Conductor de Cobre 67,4 mm^2 (2/0 AWG)	44
4	Ferretería Anclaje 3 conductores ACCR (HTLS)	9

Tabla 151: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 66 kV (2 pilar, 1 viga)	2
2	Portal de línea 66 kV, 2 pilares 1 viga	2
3	Muro cortafuego equipos 66 kV	1
4	Foso recolector de aceite para equipos 66 kV	1
5	Parrón de MT 15 kV , 1 pilar	2
6	Parrón de MT 15 kV , 1 viga	3

Tabla 152: Equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/15 kV 50 MVA	1
2	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 KA, comando Monopolar	1
3	Desconectador 3F 66 kV s/cpt 3150 A	2
4	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	6
5	Interruptor 12 kV, 2500 A, 31,5 KA, Tipo Doghouse	1
6	Desconectador 3F 15 kV s/cpt 2000 A	2

10.2.21 AMPLIACIÓN EN S/E PENCO (RTR ATMT)

10.2.21.1 Situación existente

La subestación Penco se ubica aproximadamente a 31 m.s.n.m, en la región de Biobío, en la comuna Penco y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 679401.35 Este, 5931672.53 Sur.



Figura 160: Vista subestación Penco

La subestación Penco, tiene un patio de 66 kV en barra simple y uno de 15 kV, con un transformador de poder 66/15 kV 8/10 MVA con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión.

A la subestación penco confluyen 4 líneas de circuito simple en 66 kV: Penco – Alonso de Ribera, Penco – Lirquén y Penco – Concepción y Penco – Tomé.

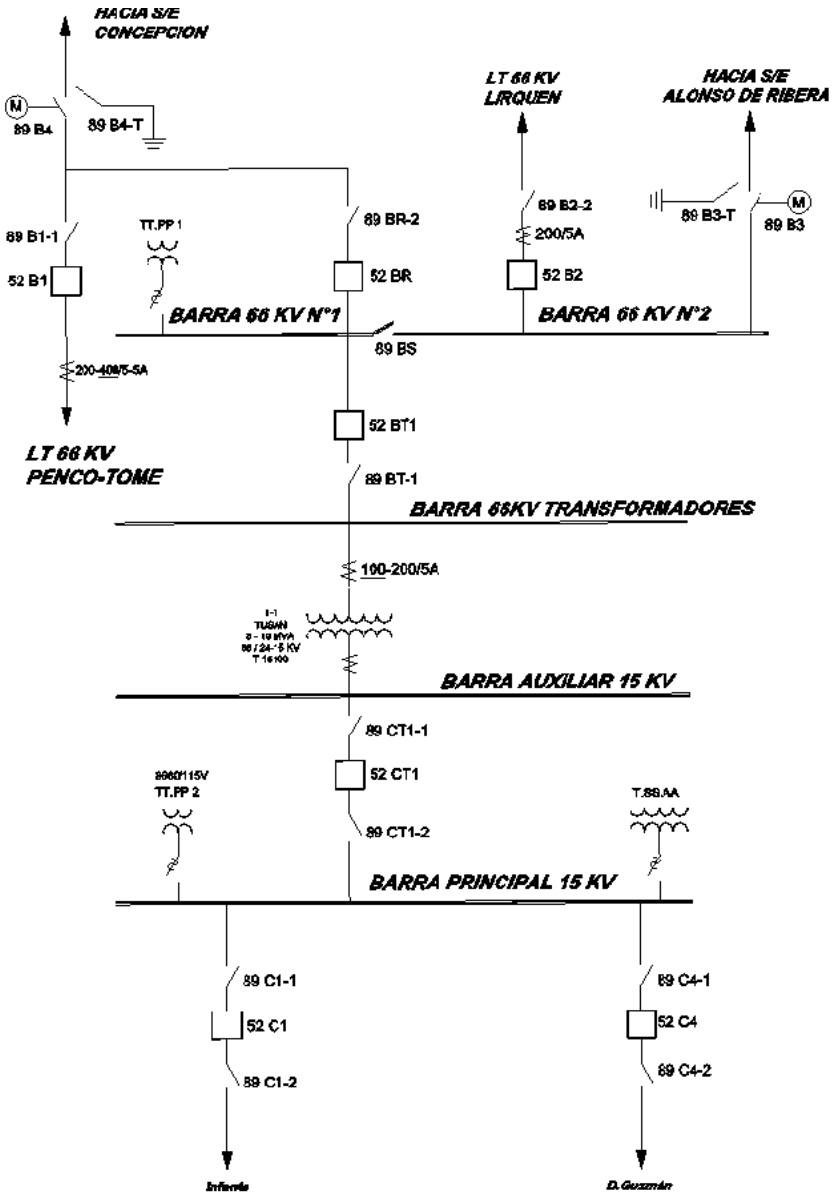


Figura 161: Diagrama unilineal actual Subestación Penco

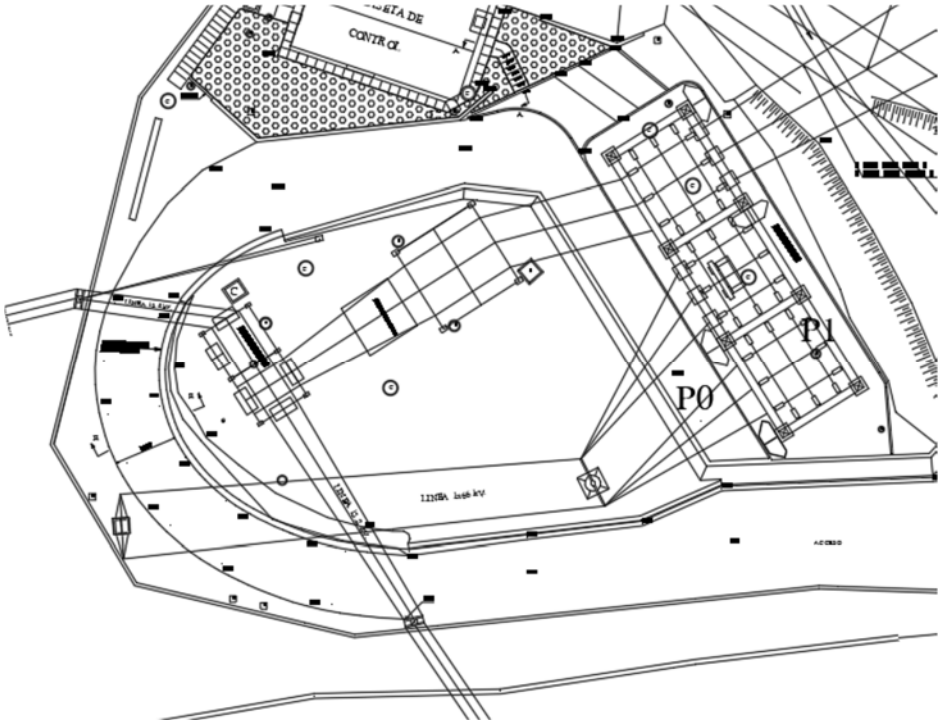


Figura 162: Disposición de equipos subestación Penco

10.2.21.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Reemplazar el transformador 66/15 kV de 10 MVA por un transformador 66/15 kV de 20 MVA.
- Ampliar la barra principal de 15 kV para la conexión de dos nuevos paños para alimentadores en 15 kV.

A todos estos cambios en 66 kV y 15 kV, se les debe considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

No es factible el realizar el reemplazo del transformador existente por uno de mayor capacidad en el mismo lugar sin ejecutar obras previas, tanto en la fundación existente como en el paño de 15 kV, por lo que es necesario la ejecución de obras provisorias que permitar la continuidad del servicio durante la construcción del proyecto de acuerdo con los requerimientos establecidos.

En consecuencia, debe trasladarse el transformador existente a una posición provisoria ubicada perpendicularmente a la actual, aprovechando la disposición del parrón de 66 kV existente, para poder realizar las obras necesarias para la instalación del nuevo equipo.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Preparación de las obras civiles y de movimiento de tierra necesarios para el traslado del tranformador actual a su posición provisoria.

- Adecuar las conexiones en el parrón de 66 kV para proveer la alimentación provisoria del transformador.
- Instalación de alimentación MT provisoria, desde la nueva ubicación del transformador al parrón de 15 kV.
- Traslado del transformador de SSAA de su ubicación actual a la posición inmediatamente al frente, en el parrón existente de 15 kV.
- Traslado de la salida del alimentador D. Guzmán, desde su ubicación actual en el parrón de 15 kV, a la posición liberada por el transformador de SSAA, esta alimentación debe volvera a su ubicación original despues de ejecutada la ampliación del parrón de 15 kV definida en el proyecto.
- Traslado de los circuitos de control y protecciones asociados a los equipos a trasladar en forma provisoria.

Se requiere realizar el movimiento de tierras necesario para poder realizar las obras civiles para la instalación y traslado del transformador existente, la superficie de terreno a intervenir es de aproximadamente 36 m^2 , se estima que la altura media del terreno a mover es de 1 m. Por lo tanto, el volumen del movimiento de tierras es de 36 m^3.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

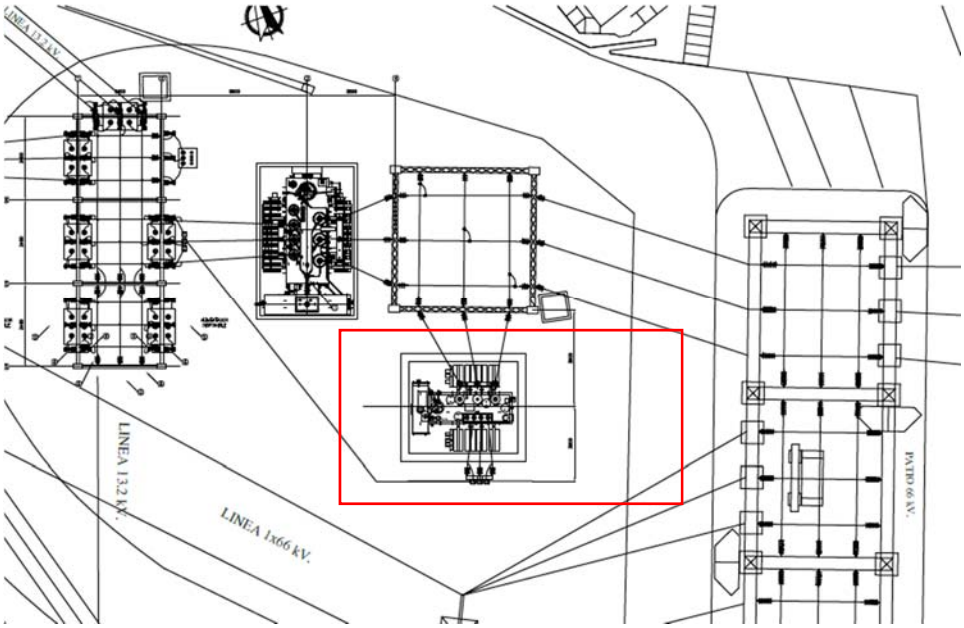


Figura 163: Disposición provisoria de transformador existente en Subestación Penco

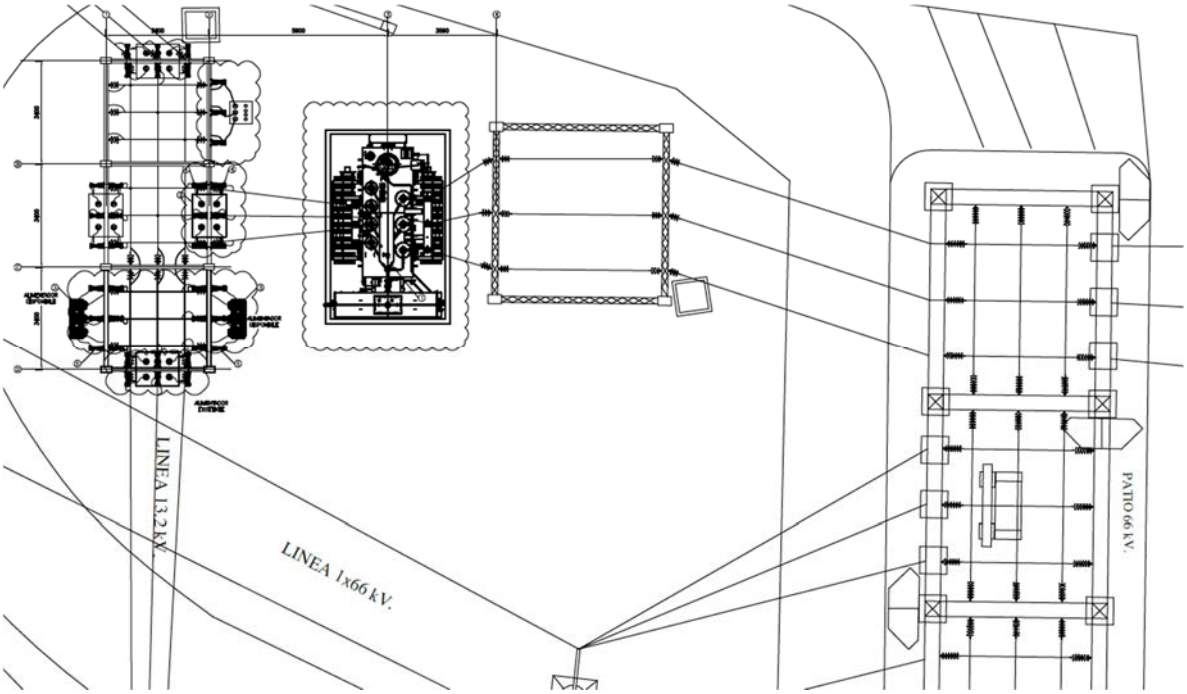


Figura 164: Disposición de equipos final proyectada en Subestación Penco

10.2.21.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

Sin embargo deben considerarse ciertas condiciones en materia del manejo de la alimentación de los consumos durante la ejecución del proyecto. Si bien es posible realizar las obras sin afectar el suministro, es necesario realizar coordinaciones con respecto a la continuidad de servicio o interrupción del mismo en los momentos donde se necesite hacer desconexiones para alimentar las instalaciones provisorias, de modo de afectar mínimamente los consumos conectados a la subestación.

10.2.21.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Penco se consideró lo siguiente.

Tabla 153: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 66/15 kV 20 MVA	1
2	Interruptor de poder tripolar 15 kV, 1250 A	2
3	Desconectador tripolar motorizado, s/cpt 15 kV, 1600 A	2
4	Transformador de corriente 15 kV	6

10.2.22 AMPLIACIÓN EN S/E CHIGUAYANTE (RTR ATMT)

10.2.22.1 Situación existente

La subestación Chiguayante se ubica aproximadamente a 23 m.s.n.m, en la región Biobío, comuna de Chiguayante y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 675184.86 Este, 5913298.14 Sur.



Figura 165: Vista de la subestación Chiguayante

La subestación Chiguayante, tiene un patio de 66 kV en configuración barra simple seccionada con tecnología AIS o Air Insulated Switchgear y un patio de 15 kV. Posee dos transformadores de poder 66/15 kV 18 MVA y 66/15 kV 16,6 MVA con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión.

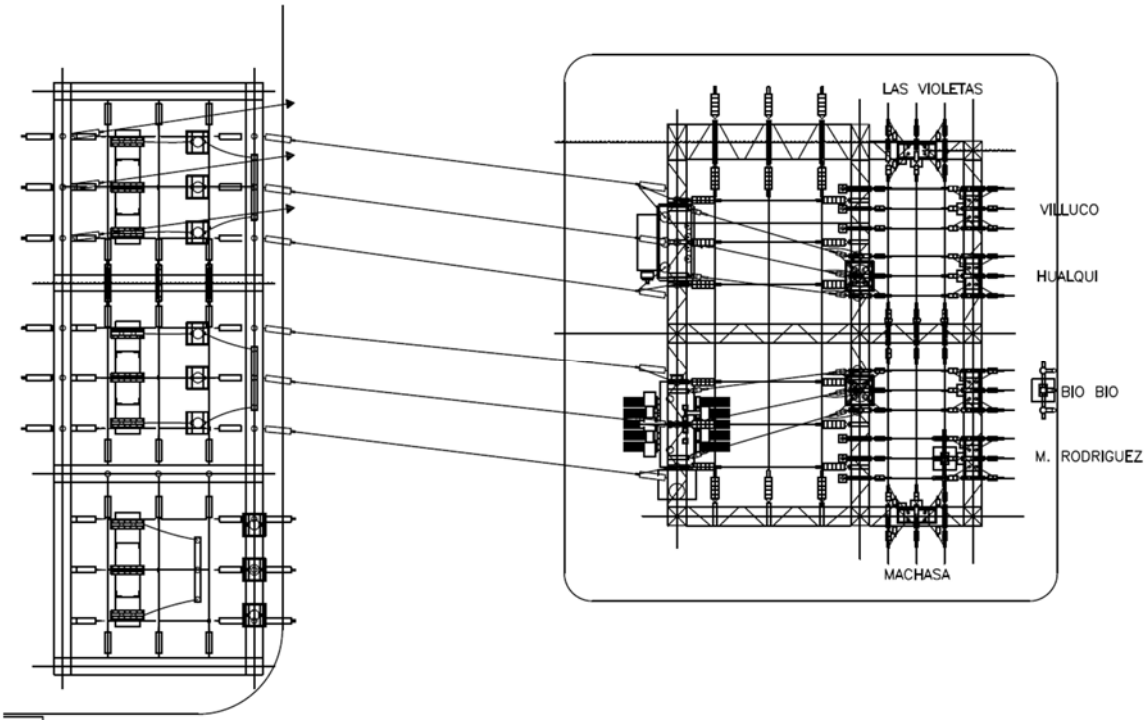


Figura 166: Disposición actual de equipos subestación Chiguayante

De acuerdo a la figura anterior, la subestación cuenta con una barra en 66 kV que recibe a la línea proveniente de la Subestación Alonso de rivera. Esta barra está constituida por dos secciones de barra con un interruptor que opera normalmente cerrado. A cada una de las secciones de barra se conecta uno de los dos transformadores de la Subestación. En la barra de 66 kV existe un tercer paño correspondiente a consumos de EFE.

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

10.2.22.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Reemplazar el transformador 66/15 kV 16,6 MVA por un transformador 66/15 kV 30 MVA.
- Construcción de un nuevo foso recolector de aceite con sus respectivas canalizaciones para el nuevo equipo.
- Reemplazo de los equipos del lado MT asociados al transformador que se reemplaza, esto es: interruptor, transformador de corriente y desconectador vertical.

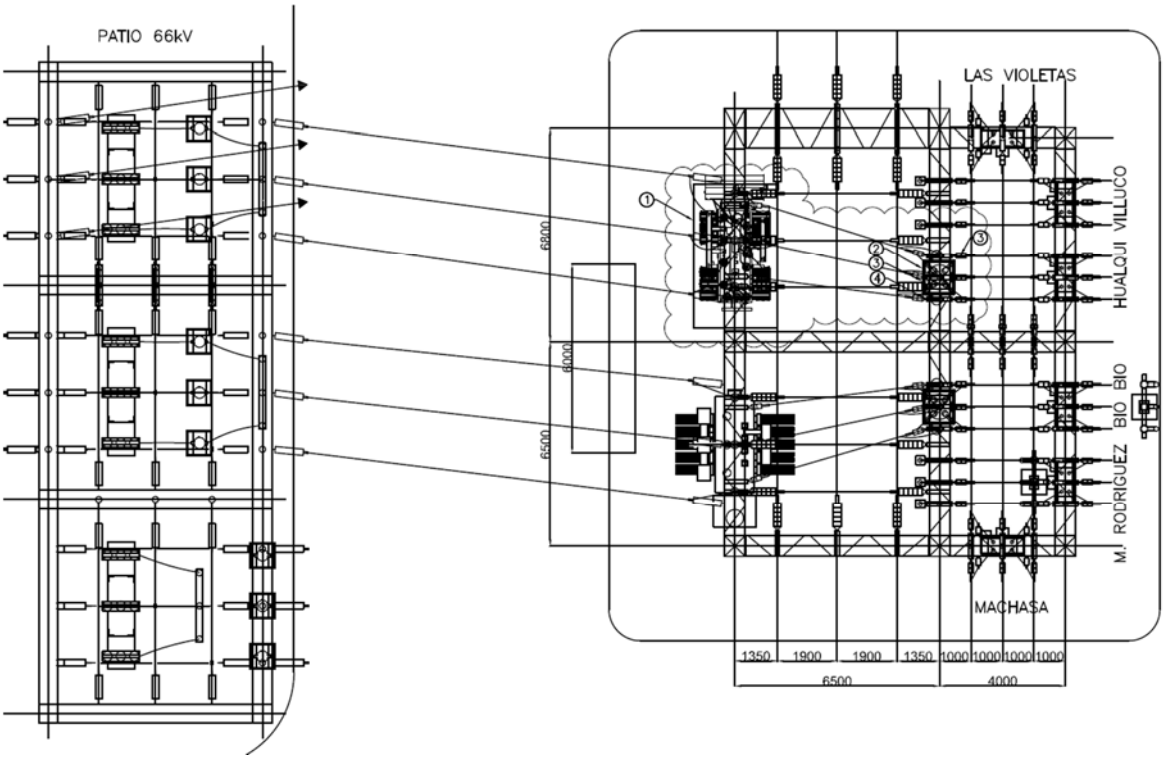


Figura 167: Disposición proyectada de equipos en subestación Chiguayante

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construccion de fundacion para el nuevo transformador de poder.
- Construcción defundación para estructura soporte de interruptor.
- Instalación de armarios tanto para la protección de transformador de poder como para el control de este.

10.2.22.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

Deben considerarse ciertas condiciones en materia de la distribución de carga durante la ejecución del proyecto, si bien es posible realizar las obras sin afectar el suministro, es necesario realizar coordinaciones con respecto a la carga distribuida, de manera que sea posible liberar parte de la carga de trabajo del transformador N° 1 existente.

10.2.22.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades

de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Chiguayante se consideró lo siguiente.

Tabla 154: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 66/15 kV 30 MVA	1
2	Transformador de corriente 15 kV	3
3	Desconectador vertical trifásico 15 kV, 1600 A	6
4	Interruptor de poder 15 kV, 2500 A	1

Tabla 155: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Fundación Transformador de poder 66/15 kV, 30 MVA	1
2	Fundación estructura soporte interruptor 15 kV	1
3	Foso recolector de aceite para transformador nuevo	1

10.2.23 AMPLIACIÓN EN S/E ANDALIÉN (NTR ATMT)

10.2.23.1 Situación existente

La subestación Andalién, de propiedad de CGE S.A. se ubica aproximadamente a 20 m.s.n.m, en la región del Biobío, comuna de Concepción.



Figura 168: Área del proyecto S/E Andalién

La subestación Andalién se encuentra conectada al patio de 66 kV de S/E Concepción mediante un arranque de 10 metros aproximadamente. Cuenta con dos patios, de tensiones en 66 kV y en 15 kV, conectados mediante 2 transformadores de 25 MVA, y cuenta con equipos con tecnología AIS (Air Insulated Switchgear). El patio de 66 kV, donde se ubican los transformadores, posee configuración de barra principal seccionada, en tanto el patio de media tensión posee una configuración de barra seccionada más barra de transferencia, las que se encuentran colocadas en parrones de media tensión. En la figura anterior, puede observarse la disposición general en terreno de la subestación.

Cabe señalar que la información técnica de la subestación Andalién con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, en la siguiente figura, se presentan los diagramas unilineales de la subestación, extraídos tanto del diagrama general del SEN, como desde infotécnica. Mediante éstos, se puede comprender la conexión y configuración que posee la subestación.

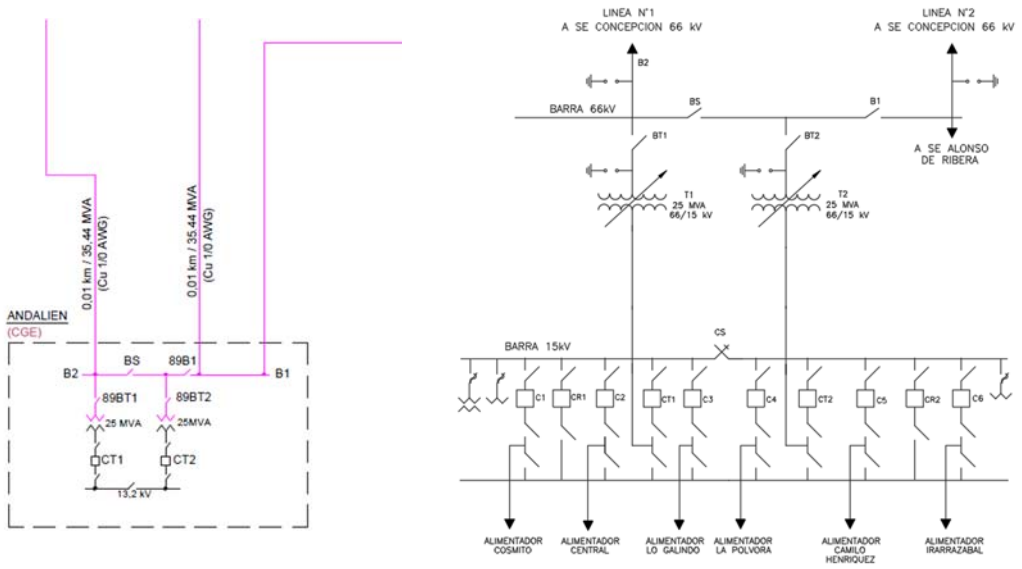


Figura 169: Diagrama Unilineal S/E Andalién – Fuente Diagrama General SEN. Diagrama Unilineal S/E Andalién – Fuente Infotécnica

10.2.23.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de capacidad de transformación mediante la instalación de un tercer transformador 66/15 kV, 25 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación.
- Ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 66 kV y conexión del nuevo transformador a la sección ampliada.
- Instalación de nueva sala de celdas de 15 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia, que contemple a los menos 5 posiciones para alimentadores, una posición de entrada del transformador a la barra principal, una posición acopladora y una posición para conexión de servicios auxiliares.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación, toda vez que como se observó en la Figura 168, existe espacio suficiente para nuevas instalaciones, en particular, colocando el nuevo transformador en el espacio contiguo a la derecha de los transformadores existentes y la sala de celdas en la parte izquierda del área demarcada.

En consecuencia, se propone la siguiente ubicación para las nuevas instalaciones en la zona identificada en la siguiente figura.



Figura 170: Disposición de equipos S/E Andalién

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción de muro cortafuego para el nuevo transformador y conexión a foso recolector de aceite de los equipos de transformación.
- Construcción de canaletas, ductos, cámaras de hormigón y mufas para la conexión del nuevo transformador con la nueva sala de celdas.
- Desarrollo de las canalizaciones para los nuevos paños de las instalaciones.
- Construcción de plataforma y fundaciones para la instalación del nuevo equipamiento.
- Construcción y adecuación de malla a tierra.
- Realizar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

10.2.23.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios con terreno nivelado para los requerimientos de la obra a construir. Adicionalmente, no se observan interferencias de importancia para la ejecución de las obras, ni se visualizan otros requerimientos especiales.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación. Tener presente que la subestación se encuentra ubicada en una zona industrial (cerca de ferrocarriles y las subestaciones Concepción y Alonso de Ribera) y en las cercanías de zonas residenciales de la comuna de Concepción.

10.2.23.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Andalién se consideró lo siguiente.

Tabla 156: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador trifásico 66/15 kV , 25 MVA con CDBC	1
2	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 kA, comando Monopolar	1
3	Desconectador Trifásico 66 kV, sin conexión puesta a tierra 3150 A	3
4	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	6
5	Aislador de Pedestal 66 kV	8
6	Aislador de Pedestal 12-15 kV	3
7	Mufa para cable de poder XLPE 15 kV	3
8	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	248
9	Cable de Poder Monopolar XLPE, 15 kV, 70 mm^2 (metros)	200
10	Celdas 15 kV doble barra. Paño Alimentador 800 A	5
11	Celdas 15 kV doble barra. Servicios Auxiliares 630 A	1
12	Celdas 15 kV doble barra. Equipos de Medida 630 A	1
13	Celdas 15 kV doble barra. Acoplador de barras 1600 A	1
14	Celdas 15 kV doble barra. Paño de Transformación 2000 A	1
15	Cadena de aisladores anclaje 66 kV – Carga de rotura media y Ferretería	24

Tabla 157: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de Barra 66 kV, 2 pilares, 1 viga	1
2	Portal de Línea 66 kV, 2 pilares, 1 viga	2

Es preciso mencionar, que el terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

10.2.24 AMPLIACIÓN EN S/E LAJA (RTR ATMT)

10.2.24.1 Situación existente

La subestación Laja de propiedad de la empresa Transelec S.A. se ubica aproximadamente a 94 m.s.n.m, en la comuna de Laja, la cual pertenece a la Región Biobío y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H 703453,76 Este, 5871157,17 Norte.



Figura 171: Vista subestación Laja

La subestación Laja, tiene un patio de 66 kV en configuración barra simple y uno de 13,8 kV, con dos transformadores de poder T1 y T2 de 66/13,8 kV, ambos de 5 MVA.

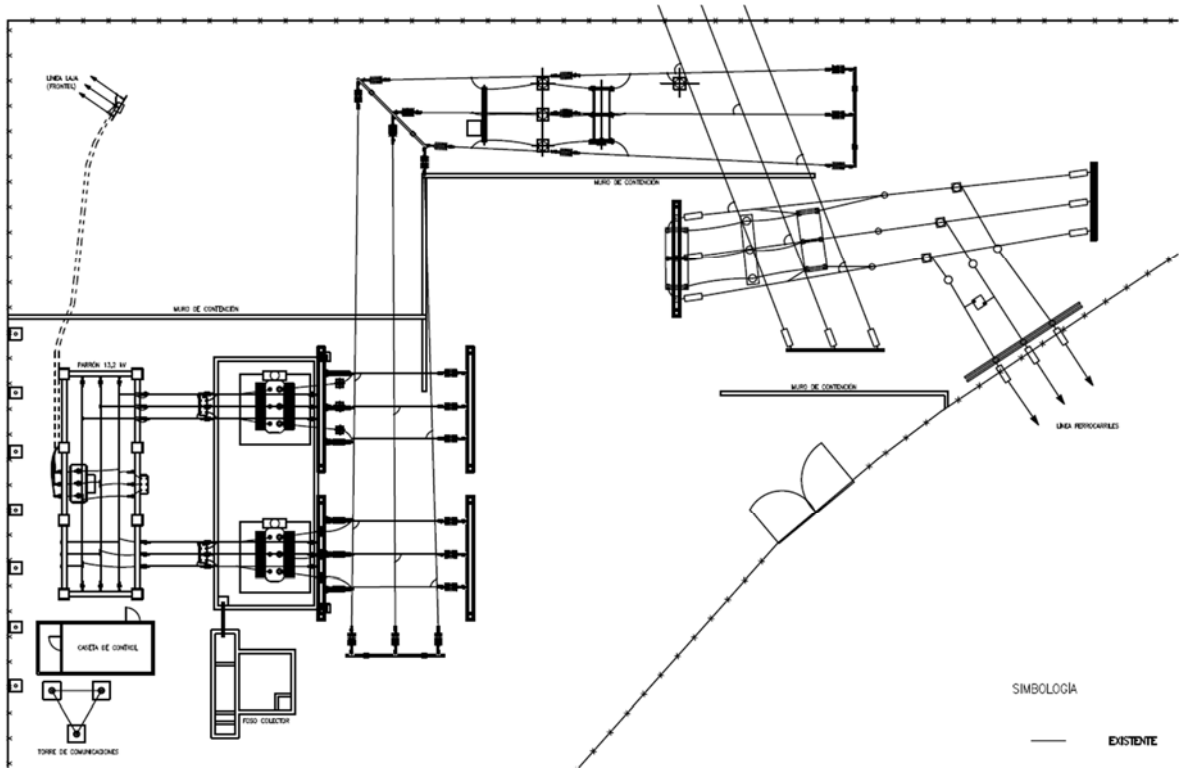


Figura 172: Disposición de equipos actual Subestación Laja

10.2.24.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Reemplazar el transformador T1 66/13,8 kV de 5 MVA por un transformador 66/13,8 kV de 16 MVA.

Se considera el reemplazo del transformador N° 2, por cuanto ofrece mayores facilidades que en el caso del reemplazo del transformador N° 1. Aun cuando de igual modo se debe desmontar la acometida en 66 kV del transformador N° 2, el acceso del equipo principal genera menos complicaciones. Además, debe considerarse que la acometida en AT está construida con postes y crucetas metálicas, elementos que deben reemplazarse.

El proyecto que se propone, además de la instalación del transformador N° 2, considera el reemplazo de los equipos en el lado secundario del paño de transfomación debido q a que los existentes son un reconectador y un desconectador fusible de una capacidad menor que la necesaria para la capcidad del nuevo transformador.

También se debe considerar el retiro de la acometida en 66 kV, la que considera postes y crucetas metalicas, además del conductor de conexión correspondiente, elementos que deben ser reinstalados con posterioridad al montaje del nuevo transformador. Se entiende que por las características propias de estos materiales, los postes deben reemplazarse

Además, se debe considerar el retiro y reinstalación del desconectador tripolar vetical que actualmente está instalado en el portal de la acometida del transformador.

El cambio de la potencia del transformador y debido a los nuevos niveles de potencia considerados, es necesario el reemplazar el interruptor de salida en el lado secundario, el desconectador asociado y la instalación de transformadores de corriente.

También deben verificarse las capacidades de los conductores de las barras y conexiones a equipos en MT, de acuerdo con los nuevos requerimientos asociados al aumento de capacidad de la subestación.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación en su posición definitiva del transformador 66/13,8 KV 16 MVA.
- Reubicación de desconectador, interruptor y tranfornador de corriente de 15 kV.
- Ampliación de casa de control para suplir las necesidades de instalación de los nuevos paneles de protección y control.
- Obras civiles de fundación de transformador y canalizaciónes.
- Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interor del patio de alta tensión y muro exterior en caso de ser necesario.

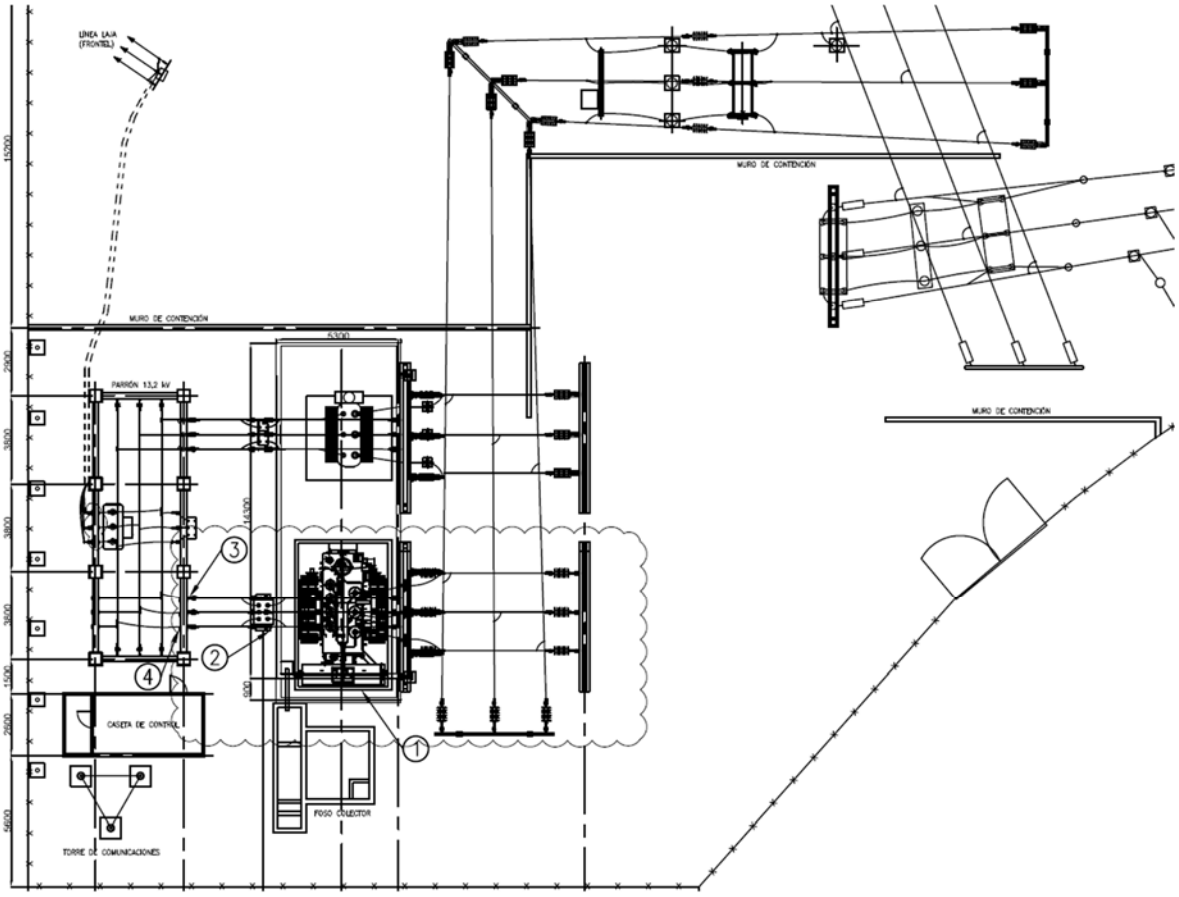


Figura 173: Disposición de equipos proyectada en Subestación Laja

10.2.24.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

Sin embargo deben considerarse ciertas condiciones en materia del manejo de la alimentación de los consumos durante la ejecución del proyecto. Si bien es posible realizar las obras sin afectar el suministro, es necesario realizar coordinaciones con respecto a la continuidad de servicio en los consumos servidos por la subestación, de modo que sea posible mantenerlos con solo el transformador N° 1 en servicio.

10.2.24.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Laja se consideró lo siguiente.

Tabla 158: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 66/13,8 kV 16 MVA	1
2	Interruptor de poder 15 kV, 1250 A	1
3	Desconectador vertical monopolar 15 kV, 1250 A	3
4	Transformador de corriente 15 kV, 800-1200/5A	3

10.2.25 AMPLIACIÓN EN S/E NAHUELBUTA 66 KV (BS)

10.2.25.1 Situación existente

La subestación Nahuelbuta de propiedad de la Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL) se ubica aproximadamente a 80 .s.n.m, en la región de la Araucanía, Comuna de Renaico y con coordenadas referenciales UTM zona 18H: 712491,83 Este, 5825138,06 Sur.



Figura 174: Ubicación de S/E Nahuelbuta

La subestación Nahuelbuta se encuentra conectada a través de la línea 1x66 kV Los Ángeles – Angol a través del seccionamiento en una barra de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, utilizando estructuras del tipo parrón. Además, cuenta con dos transformadores de poder, uno de 66/13,2 kV de 16 MVA de capacidad máxima (T1) y otro de 69/24 kV de 30-40 MVA de capacidad máxima (T2). Adicionalmente, la subestación cuenta con un transformador regulador 66/66 kV de 50 MVA. Además la subestación cuenta con dos patios de media tensión, en 23 kV y 13,2 kV, que permiten abastecer a los clientes regulados de la zona, ambos en tecnología AIS y en configuración barra simple y barra simple con barra de transferencia, respectivamente.

A continuación se presenta un diagrama unilineal simplificado de la subestación que será intervenida con la obra propuesta.

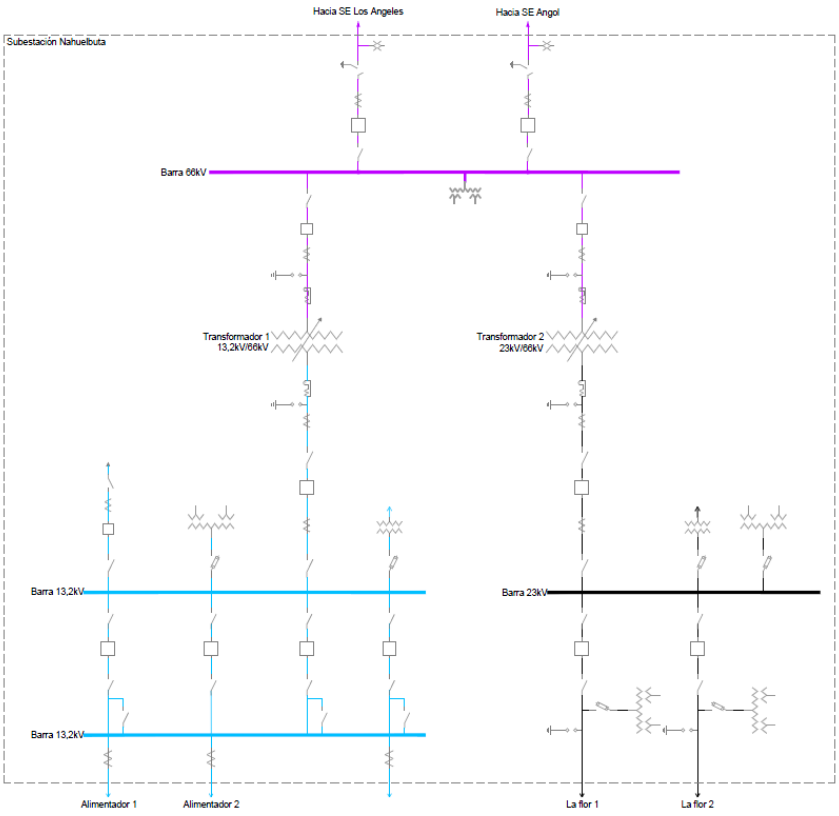


Figura 175: Diagrama unilineal simplificado de S/E Nahuelbuta

De acuerdo a lo anterior y utilizando la información que dispone esta Comisión, así como también los antecedentes proporcionados por la empresa proponente, existiría espacio en terreno hacia el norte de la subestación que permitiría extender la barra 66 kV en la misma estructura del tipo parrón, permitiendo al menos dos posiciones adicionales, sin la necesidad de realizar compra de terreno. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la extensión de la barra.

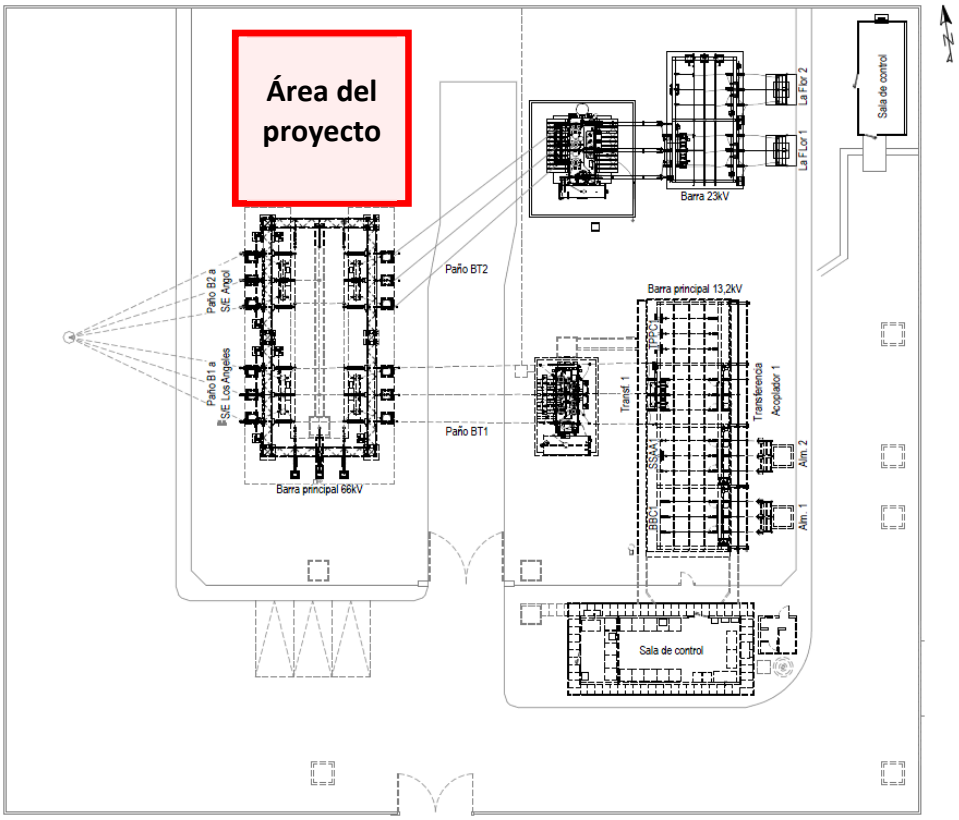


Figura 176: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Nahuelbuta

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.25.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra en 66 kV en la misma configuración existente, utilizando estructura del tipo parrón, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 66 kV para al menos 2 nuevas posiciones.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construccion de fundación para las barras tipo parrón.
- Instalación de pedestal y viga para barras tipo parrón con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.

No se considera la necesidad de modificar o extender los caminos interiores o el muro exterior de la subestación.

10.2.25.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.2.25.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Nahuelbuta se consideró lo siguiente.

Tabla 159: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de Cobre 120 mm^2 (metros)	30
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV y ferretería	6

Tabla 160: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Pedestal y viga de barra tipo parrón 66 kV	3

10.2.26 AMPLIACIÓN EN S/E ANGOL 66 KV (BS)

10.2.26.1 Situación existente

La subestación Angol de propiedad de la empresa CGE S.A. se ubica aproximadamente a 80 m.s.n.m, en la región de la Araucanía, Comuna de Angol y con coordenadas referenciales UTM zona 18H: 706181,09 Este, 5811255,26 Sur.



Figura 177: Ubicación de S/E Angol

La subestación Angol se encuentra conectada a través de la línea 1x66 kV Nahuelbuta – Victoria a través del seccionamiento en una barra de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation. Además, cuenta con dos transformadores de poder, uno de 66/13,2 kV de 30 MVA de capacidad máxima para abastecer clientes regulados de la zona y otro de 66/23 kV de 12 MVA en donde se conectan las centrales CH Renaico de 6,3 MW y CH Alto Renaico de 1,3 MW. Adicionalmente, la subestación cuenta con un transformador regulador 66/66 kV de 50 MVA.

De acuerdo a lo anterior y utilizando la información que dispone esta Comisión, existiría espacio en terreno hacia el este de la subestación que permitiría extender la barra 66 kV en una posición, sin la necesidad de realizar compra de terreno. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la extensión de la barra.

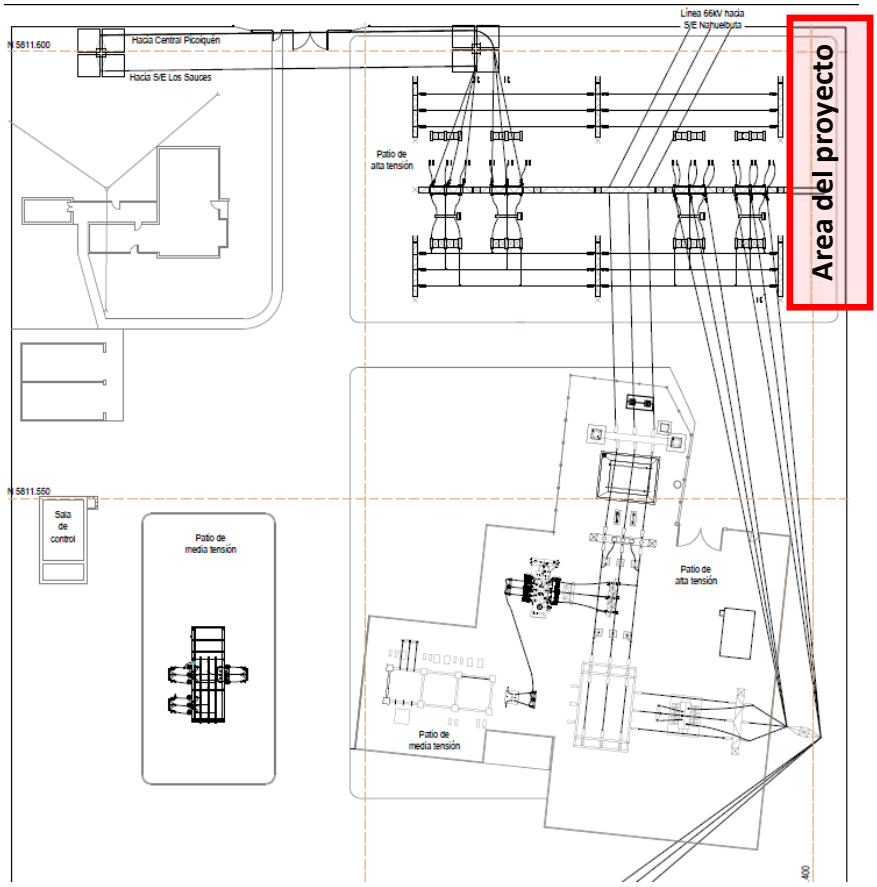


Figura 178: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Angol

10.2.26.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barras en 66 kV en la misma configuración de barra existente, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 66 kV.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construccion de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marco de barra para la ampliación de la barra con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras asi lo requiriesen.

No se considera la necesidad de modificar o extender los caminos interiores o el muro exterior de la subestación.

10.2.26.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.2.26.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Angol se consideró lo siguiente.

Tabla 161: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	72
2	Cadena simple de aisladores anclaje 220 kV y ferretería	6

Tabla 162: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 220 kV (2 pilar, 1 viga)	1

10.2.27 AMPLIACIÓN EN S/E TRAIGUÉN (RTR ATMT)

10.2.27.1 Situación existente

La subestación Traiguén, propiedad de CGE, se ubica aproximadamente a 179 m.s.n.m., en la comuna de Traiguén, la cual pertenece a la Región de la Araucanía, con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H 704182,54 Este, 5763042,17 Sur.



Figura 179: **Ubicación de S/E Traiguén**

La subestación Traiguén, tiene un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation y un patio de 13,8 kV, con tres transformadores de poder T1, T2 y T3 de 66/13,8 kV y 2,5 MVA.

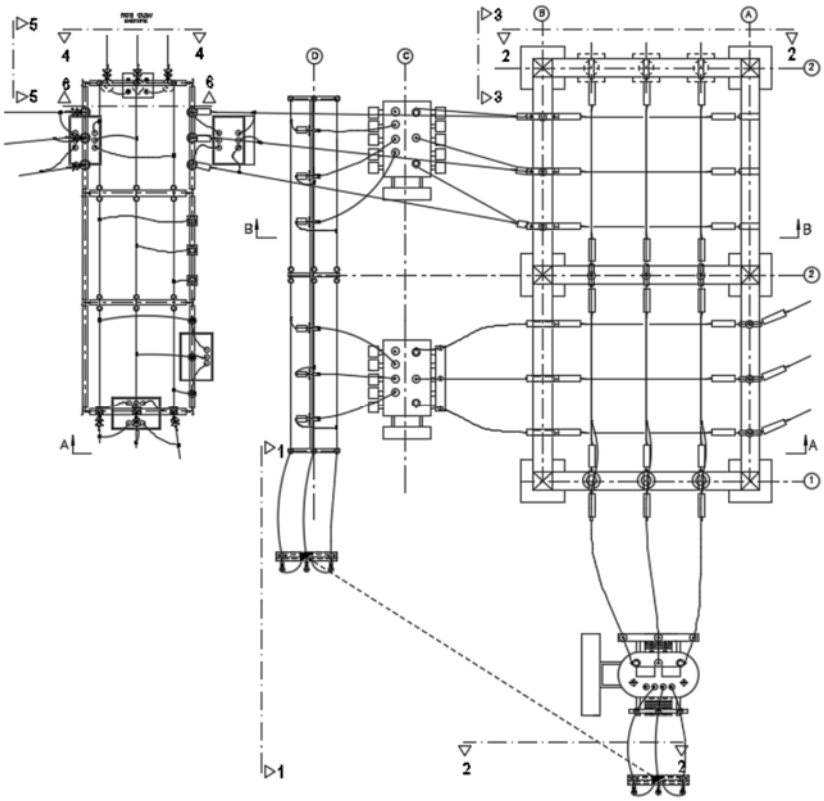


Figura 180: Disposición de equipos S/E Traiguén (Actual)

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

10.2.27.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Reemplazar el transformador T3 66/13,8 kV de 2,5 MVA actuales por un transformador 66/13,8 kV de 10 MVA con CTBC.
- Instalación de un paño de trasformación correspondiente al nuevo transformador que se instala.
- Reemplazar los transformadores de corriente por equipos de 15 kV, 800-600-400 / 5- -5-5 A.
- Reemplazar el desconectador monopolar por uno de 15 kV, 800 A.

Para efectos de lo anterior, se debe utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación que hoy ocupa el Transformador T3 para la instalación de su reemplazo.

Para efectos de la construcción del paño de transformación propuesto se debe considerar la utilización de desconectadores de montaje vertical instalados directamente en la viga del marco de barra adyacente al transformador que se va a reemplazar.

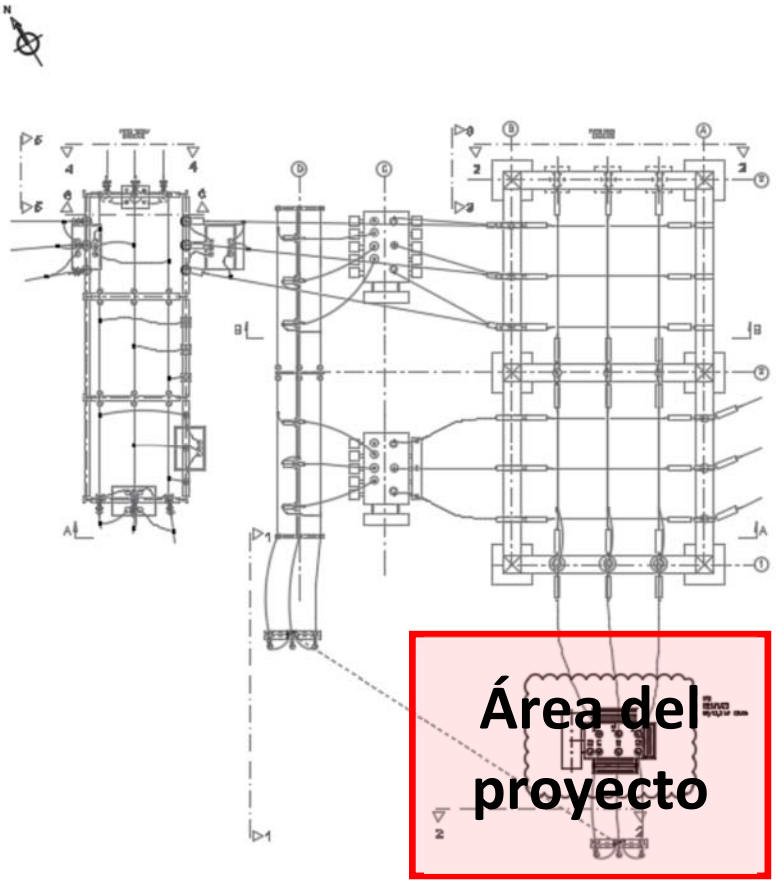


Figura 181: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Traiguén (Futura)

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Desmontaje del transformador de poder T3 existente.
- Construccion de fundacion para el nuevo transformador de poder.
- Reemplazo de equipos de media tensión que quedan sobrepasados en su capacidad.
- Instalación de armarios tanto para la protección de transformador de poder como para el control de este.

10.2.27.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se dispone de información respecto de los conductores de las barras MT, de la salida subterránea en el lado de baja del transformador T3 ni de la malla de puesta tierra, En

consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

Se debe considerar que para poder realizar el cambio del transformador T3, se debe tener en consideración que el aumento de capacidad de potencia es relevante (2,6 a 10 MVA), es decir, el nuevo equipo es de 4 veces la capacidad del transformador existente, lo que significa que su tamaño y peso son bastante superiores, también se requiere una fundación de mayores dimensiones a la actual y con una canaleta alrededor para recoger el aceite en caso de derrame.

Esta situación significará que el equipo deberá estar desconectado por el plazo necesario para el ajuste de las obras civiles asociadas a la fundación del nuevo transformador, por lo que se deberá considerar las realimentaciones necesarias para reducir este efecto.

Por último, el cambio del transformador T-3 de la subestación, de 2,6 a 10 MVA genera que los transformadores de corriente asociados al interruptor principal en MT, que son de relación 400-200/5, al aumentar la capacidad del T3 la potencial total de la subestación sube de 7,8 MVA a 15,2 MVA, por lo que la corriente nominal va a ser de 665 (A), por lo que se requiere el cambio de estos equipos.

10.2.27.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Traiguén se consideró lo siguiente.

Tabla 163: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 66/13,8 kV 10 MVA	1
2	Interruptor 66 kV, 3150 A, comando monopolar	1
3	Desconectador 3F, 66 kV s/cpt, 1600 A	2
4	Transformador de corriente 66 kV, 3 núcleos	3
5	Transformador de corriente 15 kV, 800-600-400 / 5-5-5 A	3
6	Desconectador monopolar s/cpt, 15 kV, 800 A	3

Tabla 164: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Fundación Transformador de poder 66/13,2 kV, 10 MVA	1

10.2.28 AMPLIACIÓN EN S/E TEMUCO (NTR ATMT)

10.2.28.1 Situación existente

La subestación Temuco de propiedad de Transelec S.A. se ubica aproximadamente a 130 m.s.n.m, en la región de la Araucanía, comuna de Temuco y con coordenadas referenciales UTM zona 18H: 712381,29 Este, 5712712,27 Sur.

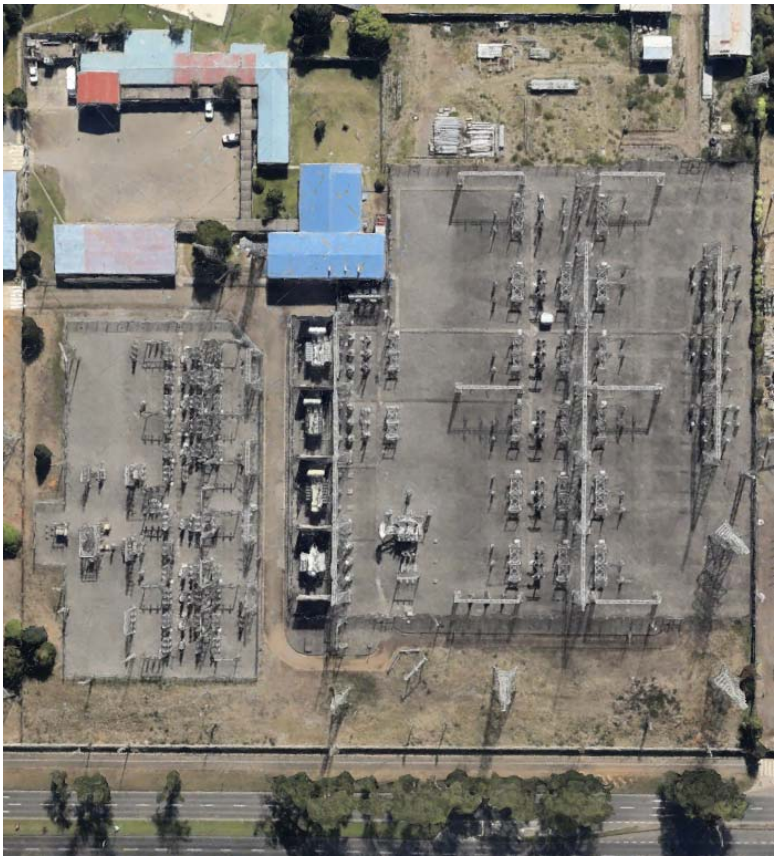


Figura 182: Ubicación de S/E Temuco

La subestación Temuco posee dos patios de alta tensión, uno en tensión 220 kV configuración barra principal más transferencia en tecnología AIS o Air Insulated Substation y otro en 66 kV en configuración barra principal seccionada más transferencia en tecnología Air. Dichos patios de alta tensión a su vez se encuentra conectados mediante 4 transformadores de poder 230/69/13,8 kV, 3 de ellos de capacidad 75 MVA y uno de 60 MVA de capacidad máxima, todos con sus respectivos paños de conexión en los niveles de alta tensión. El patio de 66 kV cuenta con dos transformadores de poder para suministro de clientes finales, uno en 66/24 kV de 4 MVA y otro de 66/13,8 kV de 6,25 MVA. En cuanto al patio de media tensión, posee una barra en 23 kV en tecnología AIS o Air Insulated Substation y además un equipo de transformación 23/13,2 kV que permite la conexión entre los últimos transformadores de poder mencionados.

A continuación se presenta un diagrama unilineal simplificado del patio de 66 kV que será intervenido con la obra propuesta.

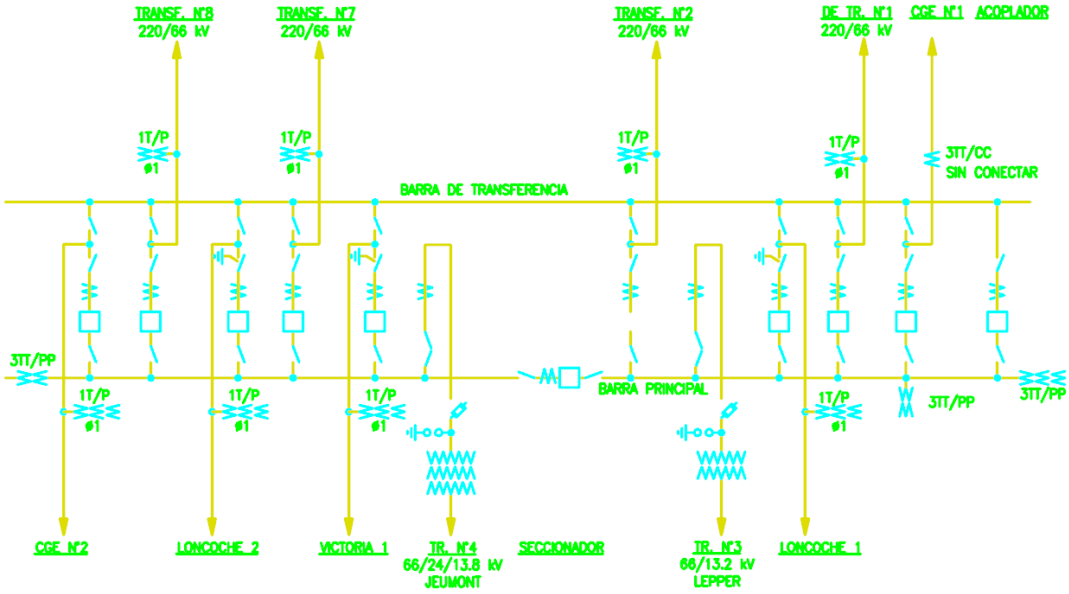


Figura 183: **Diagrama unilineal simplificado Patio 66 kV en S/E Temuco**

De acuerdo a la información proporcionada por la empresa, existe espacio disponible en la subestación que permitiría la extensión de la barra en 66 kV hacia el sureste para una posición adicional, lo cual permitiría la instalación del nuevo equipo de transformación con sus correspondientes paños de conexión. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la extensión de barra en 66 kV.

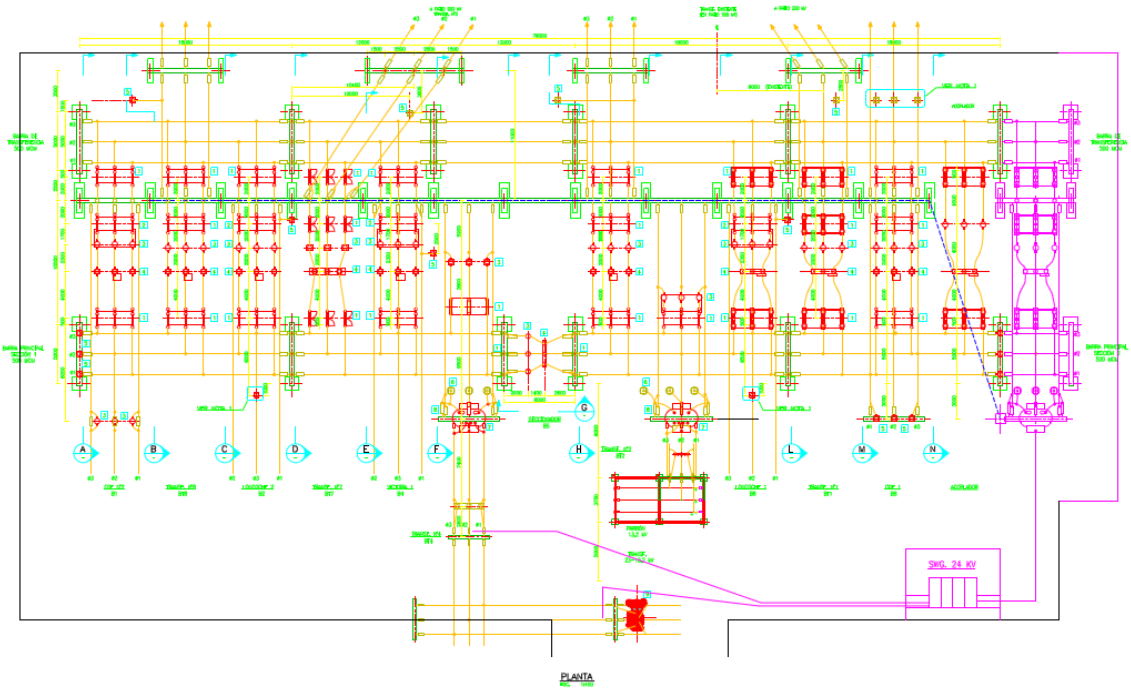


Figura 184: **Diagrama de planta Patio 66 kV con propuesta de ampliación en S/E Temuco**

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.28.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 66/13,8 kV 10 MVA con CDBC.
- Extensión de barras e instalaciones comunes en 66 kV para la conexión del nuevo transformador a la sección de barra N°2.
- Instalar nuevos paños de conexión en alta y media tensión.
- Construcción de nueva sala de celdas en 13,8 kV en configuración barra simple, que permita la conexión de 2 posiciones para alimentadores, una posición para conexión del nuevo transformador, una posición para conexión de servicios auxiliares, una posición para conexión con el patio de media tensión existente y una posición para transformadores de medida.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la instalación de un nuevo transformador, paño de alta tensión y una nueva sala de celdas con su correspondiente equipamiento de conexión en el lado de media tensión al nuevo transformador, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción. En el caso que sea necesario, de acuerdo a la ingeniería más de detalle, utilizar equipos híbridos compactos de manera de hacer un uso eficiente del espacio disponible de la subestación.



Figura 185: **Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Temuco**

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de marcos de barra en 66 kV (pilares y viga) con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Construcción de foso recolector de aceite para los equipos de 66 kV.
- Nueva Sala de Celdas en 13,8 kV para al menos 6 posiciones.
- Construcción de parrón para mufas en 13,8 kV (pilar y viga)
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (13,8 kV).
- Construcción de mufa para cable de poder XLPE 13,8 kV que permita la conexión del nuevo transformador con la sala de celdas.
- Construcción de cámaras de hormigón.
- Instalación de un juego de pararrayos en 66 kV.
- Movimiento de tierras para permitir la instalación de los nuevos equipamientos en la subestación.
- Adecuación de la plataforma para permitir la instalaciones de los nuevos equipamientos y la construcción de nueva sala de celda.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de nuevo cerco interior en subestación.

- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.28.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación. Tener presente que la ubicación de la subestación se encuentra rodeada de una zona residencial e industrial en la comuna de Temuco.

10.2.28.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Temuco se consideró lo siguiente.

Tabla 165: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 66/13,8 kV 10 MVA	1
2	Interruptor de Poder 66 kV	1
3	Desconectadores trifásicos 66 kV	3
4	Conductor aluminio AAC Zinnia 253 mm^2 (metros)	654
5	Mufas para cable de poder XLPE ,13,8 kV	12
6	Cable de poder monopolar XLPE, 13,8 kV (metros)	840

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
7	Pararrayos 66 kV	3
8	Transformador de Servicios Auxiliares	1
9	Transformador de corriente 66 kV	3

Tabla 166: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Portal de línea 66 kV (2 pilares, 1 viga)	2
2	Marco de barra 66 kV (2 pilares, 1 viga)	2
3	Parrón para mufas 13,8 kV (viga, pilar)	8
4	Foso recolector de aceite para equipos de 66 kV	1
5	Sala de celdas (para 6 posiciones)	1

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

En cuanto a la nueva sala de celda se requerirá destinar un espacio de aproximadamente unos 60 m^2 para su edificación.

10.2.29 AMPLIACIÓN EN S/E PUCÓN (NBC AT)

Los detalles de los requerimientos de ingeniería conceptual del proyecto “Ampliación en S/E Pucón” se encuentran en el documento “Análisis Propuesta de Expansión de Subestaciones del Sistema de Transmisión, Informe Ingeniería Conceptual Subestación Pucón” elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, incorporado como anexo al Informe complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019.

10.2.30 AMPLIACIÓN EN S/E LOS TAMBORES (NTR ATMT)

10.2.30.1 Situación existente

La subestación Los Tambores de propiedad de STS S.A. se ubica aproximadamente a 35 m.s.n.m, en la región De Los Ríos, Provincia de Osorno, Comuna de La Unión, a 8 km de la ciudad de La Unión y con coordenadas referenciales UTM zona 18G: 669955,15 Este, 5534728,57 Sur.



Figura 186: Ubicación de S/E Los Tambores

La subestación Los Tambores posee un patio de alta tensión en 66 kV configuración barra principal y barra de transferencia en tecnología AIS o Air Insulated Substation. Además, a dicha subestación se encuentra conectada la línea 1x66 kV La Unión – Pilauco mediante el seccionamiento utilizando equipos desconectadores trifásicos. En dicho patio de 66 kV se encuentra conectado un transformador de poder 69/24 kV de 16 MVA de capacidad máxima el que a su vez se conecta un patio de media tensión en 23 kV, en configuración barra principal más barra de transferencia en tecnología AIS o Air Insulated Substation, que permite la conexión del equipo de transformación existente y dos alimentadores para clientes regulados de la zona.

A continuación se presenta un diagrama de planta con la disposición de los equipos existentes en la S/E Los Tambores que será intervenido con la obra propuesta.

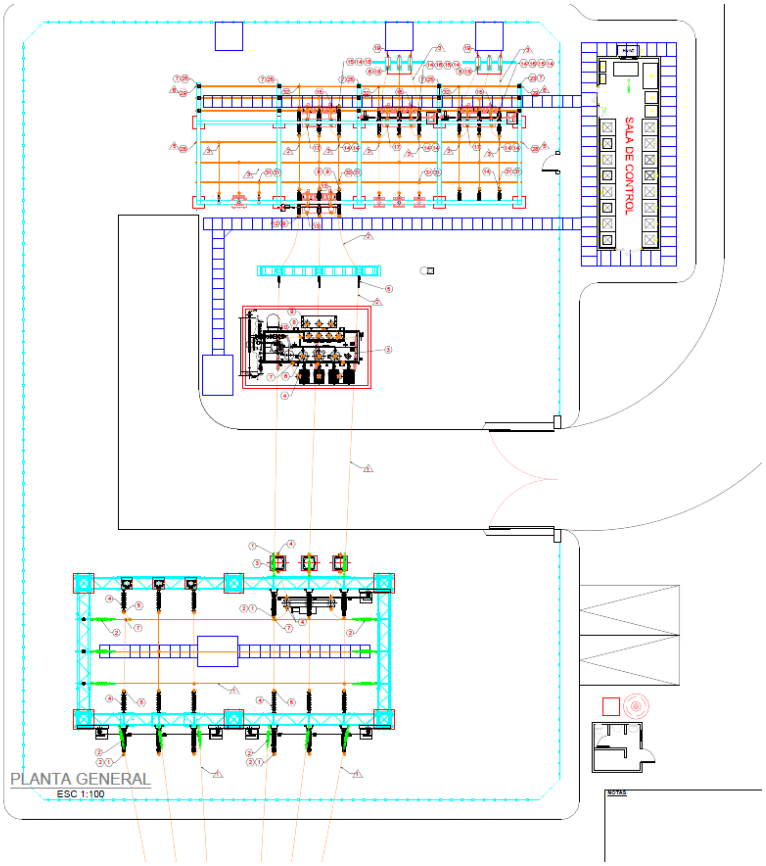


Figura 187: **Diagrama de planta en S/E Los Tambores (Actual)**

De acuerdo a la información proporcionada por la empresa, existe espacio disponible en la subestación que permitiría la extensión de la barra en 66 kV para una posición adicional hacia el costado poniente, lo cual permitiría la instalación del nuevo equipo de transformación con sus correspondientes paños de conexión y la nueva sala de celda en estándar 23 kV. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la extensión de barra en 66 kV.

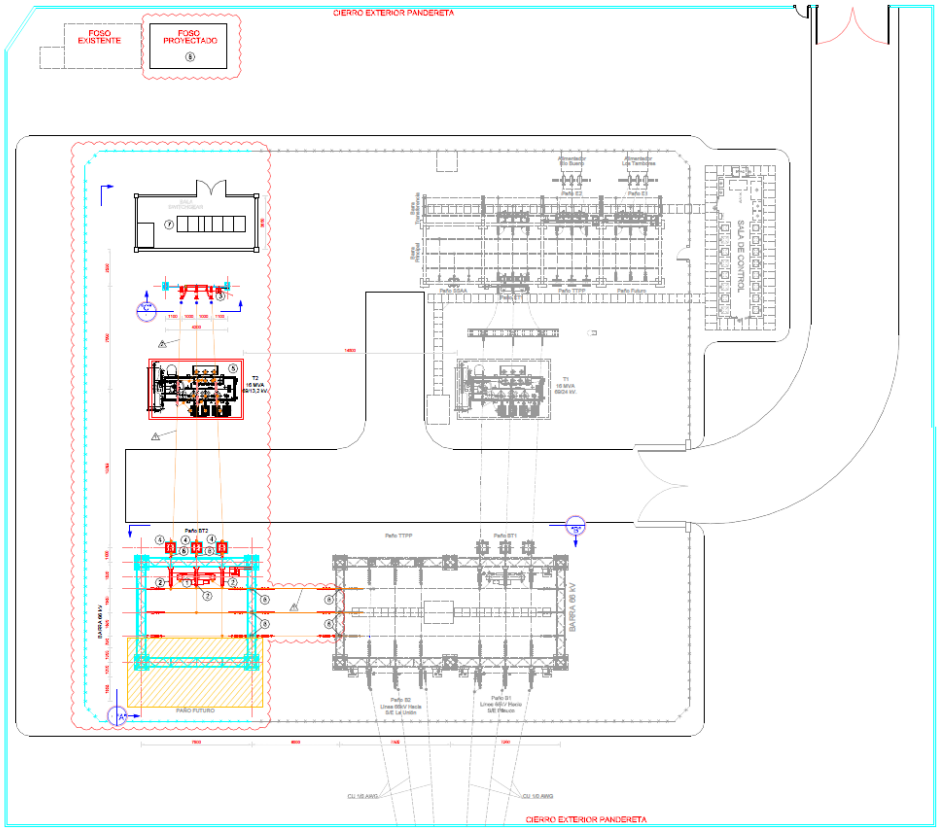


Figura 188: Diagrama de planta de S/E Los Tambores con propuesta de ampliación

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.30.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 66/13,2 kV 16 MVA con CDBC.
- Extensión de barras e instalaciones comunes en 66 kV para la conexión del nuevo transformador.
- Instalar nuevos paños de conexión en alta y media tensión, este último en la nueva sala de celda.
- Construcción de nueva sala de celdas en estándar 23 kV en configuración barra simple, que permita la conexión de dos posiciones para alimentadores, una posición para la conexión del nuevo transformador, una posición para conexión de servicios auxiliares y una posición para conexión de transformadores de medida.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la instalación de un nuevo transformador, paño de alta tensión y una nueva sala de celdas con su correspondiente equipamiento de conexión en el lado de media tensión al nuevo transformador, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción. En el caso que sea necesario, de acuerdo a la ingeniería más de detalle, utilizar equipos híbridos compactos de manera de hacer un uso eficiente del espacio disponible de la subestación.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de pedestal y viga de barra tipo parrón en 66 kV con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Construcción de foso recolector de aceite para los equipos de 66 kV.
- Nueva Sala de Celdas en estándar 23 kV para al menos 5 posiciones.
- Construcción de marco de barra en 66 kV (pilar y viga)
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (23 kV).
- Construcción de mufa para cable de poder XLPE 23 kV que permita la conexión del nuevo transformador con la sala de celdas.
- Construcción de cámaras de hormigón.
- Instalación de juegos de pararrayos.
- Adecuación de la plataforma para permitir la instalaciones de los nuevos equipamientos y la construcción de nueva sala de celda.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de nuevo cerco interior en subestación.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.30.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.30.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Los Tambores se consideró lo siguiente.

Tabla 167: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 66/13,2 kV 16 MVA	1
2	Interruptor de Poder 66 kV	1
3	Desconectadores trifásicos 66 kV	1
4	Conductor aluminio AAAC Canton 200 mm^2 (metros)	120
5	Mufas para cable de poder XLPE 23 kV	4
6	Cable de poder monopolar XLPE 23 kV (metros)	120
7	Pararrayos 66 kV	3
8	Pararrayos 23 kV	3
9	Transformador de Servicios Auxiliares	1
10	Transformador de corriente 66 kV	3

Tabla 168: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Marco de barra 66 kV (2 pilares, 1 viga)	1
2	Pedestal y Viga de barra tipo parrón 66 kV	4
3	Foso recolector de aceite para equipos de 66 kV	1
4	Sala de celdas (para 5 posiciones)	1

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

En cuanto a la nueva sala de celda se requerirá destinar un espacio de aproximadamente unos 34 m^2 para su edificación.

10.2.31 AMPLIACIÓN EN S/E ALTO BONITO (NTR ATMT)

10.2.31.1 Situación existente

La subestación Alto Bonito de propiedad de Saesa S.A. se ubica aproximadamente a 79 m.s.n.m, en la región de Los Lagos, comuna de Puero Montt y con coordenadas referenciales UTM zona 18G: 661788,24 Este, 5402728,57 Sur.



Figura 189: Ubicación de la S/E Alto Bonito

La subestación Alto Bonito posee un patio de alta tensión en 110 kV en configuración barra simple en tecnología AIS o Air Insulated Substation. A dicho patio se encuentra conectado un transformador de poder 110/23 kV de 30 MVA de capacidad máxima, con sus respectivos paños de conexión en los ambos niveles tensión. En cuanto al patio de media tensión, tiene una configuración barra principal y barra de transferencia en tecnología AIS o Air Insulated Substation que, a su vez, conecta 3 alimentadores de distribución.

A continuación se presenta un diagrama de planta de la subestación que será intervenida con la obra propuesta.

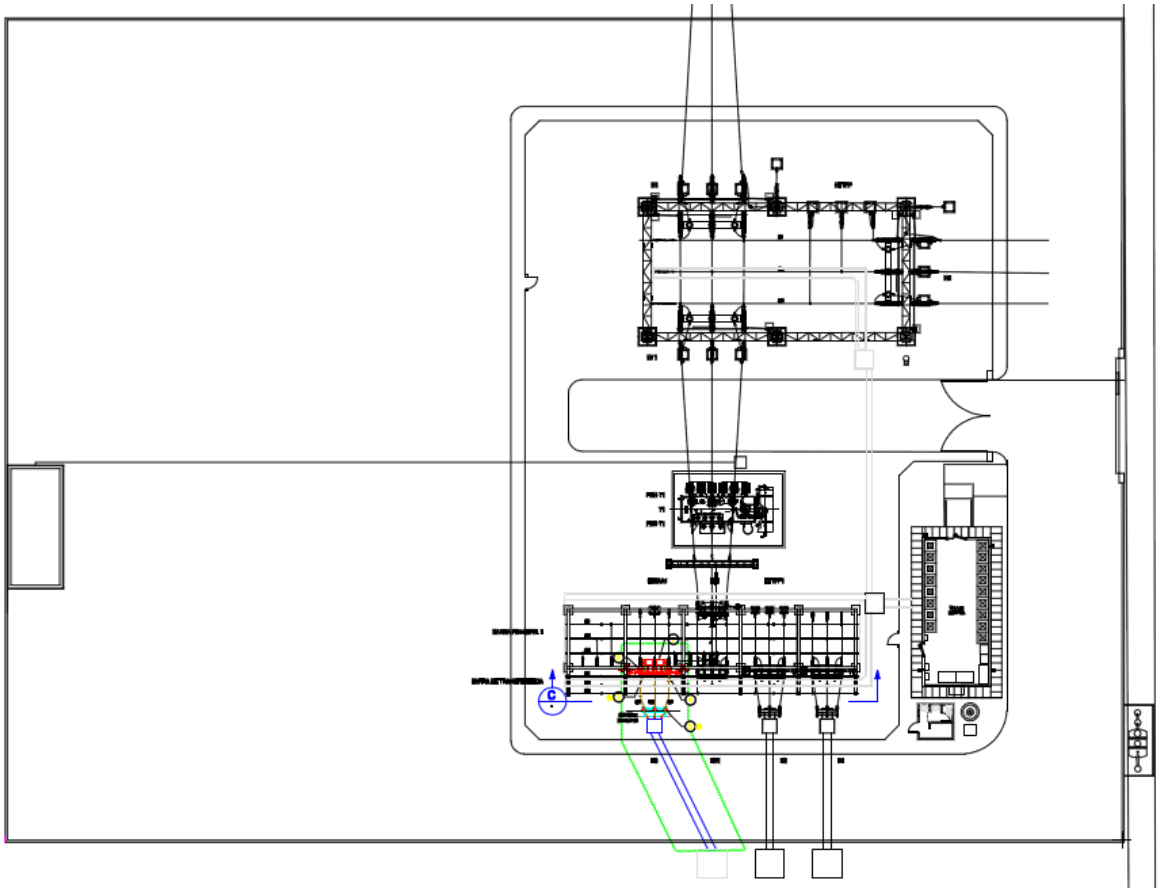


Figura 190: Diagrama de planta con la disposición de equipos existentes en S/E Alto Bonito

De acuerdo a la información proporcionada por la empresa, existe espacio disponible en la subestación que permitiría la extensión de la barra en 110 kV hacia el noroeste para una posición adicional, lo cual permitiría la instalación del nuevo equipo de transformación con sus correspondientes paños de conexión y patio de media tensión. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la extensión de barra en 110 kV.

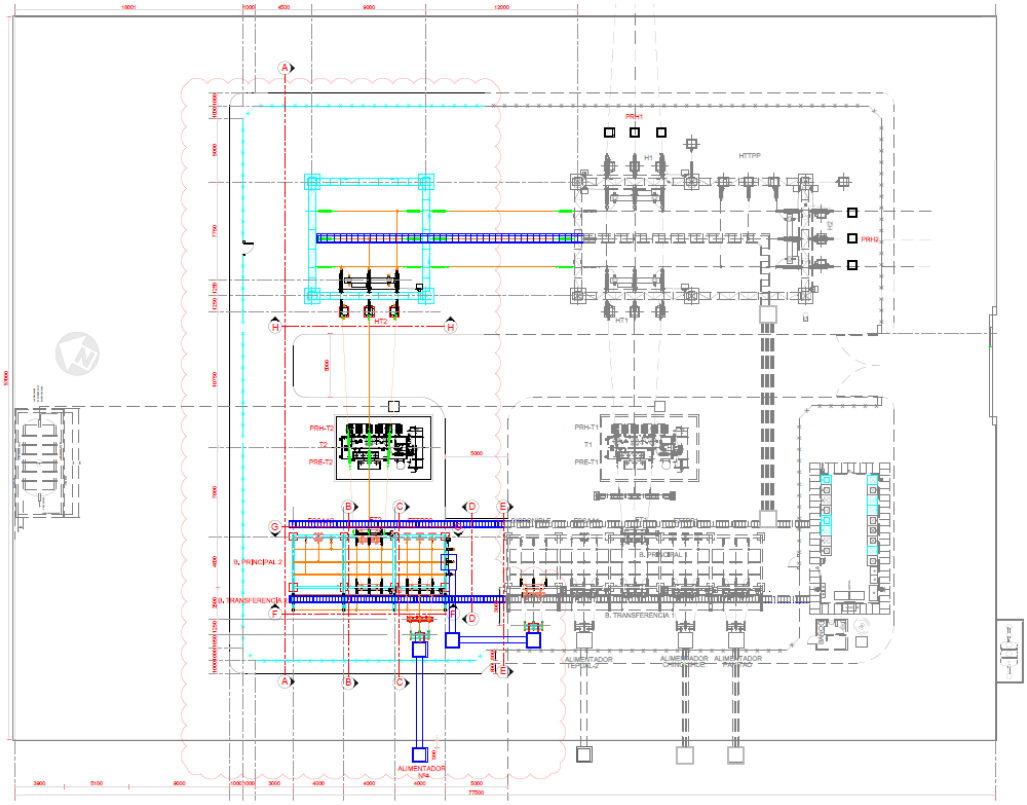


Figura 191: Diagrama de planta con propuesta de ampliación en S/E Alto Bonito

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.31.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 110/23 kV 30 MVA con CDBC.
- Extensión de barra e instalaciones comunes en 110 kV en una nueva posición para permitir la conexión del nuevo transformador a la barra simple.
- Instalar nuevos paños de conexión en alta y media tensión.
- Construcción de nueva sección de barra en 23 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia, con paño seccionador, paño de transferencia y un paño para nuevo alimentador.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la instalación de un nuevo transformador, paño de alta tensión y un nuevo patio de media tensión, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro

eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción. En el caso que sea necesario, de acuerdo a la ingeniería más de detalle, utilizar equipos híbridos compactos de manera de hacer un uso eficiente del espacio disponible de la subestación.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Instalación de marcos de barra en 110 kV (pilares y viga) con sus correspondientes cadenas de anclajes y ferreterías.
- Contrucción de nuevo patio en 23 kV.
- Construcción de parrón de media tensión en 23 kV (pilar y viga).
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (24 kV).
- Instalación de un juego de pararrayos en 110 kV y 23 kV.
- Movimiento de tierras para permitir la instalación de los nuevos equipamientos en la subestación.
- Adecuación de la plataforma para permitir la instalaciones de los nuevos equipamientos y la construcción del nuevo patio de media tensión.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de nuevo cerco interior en subestación.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.31.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación. Tener presente que la ubicación de la subestación se encuentra rodeada de una zona industrial en la comuna de Puerto Montt.

10.2.31.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Alto Bonito se consideró lo siguiente.

Tabla 169: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 110/23 kV 30 MVA	1
2	Interruptor de Poder 110 kV	1
3	Desconectadores trifásicos 110 kV	1
4	Conductor aluminio AAAC Flint 375 mm^2 (metros)	505
5	Mufas para clave de poder XLPE 23 kV	6
6	Cable de poder monopolar XLPE, 23 kV (metros)	45
7	Pararrayos 110 kV	3
8	Pararrayos 23 kV	6
9	Transformador de Servicios Auxiliares	1
10	Transformador de corriente 110 kV	3
11	Paño alimentador 23 kV	1
12	Paño seccionador 23 kV	1
13	Paño de transferencia 23 kV	1
14	Paño de transformación 23 kV	1

Tabla 170: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Portal de línea 110 kV (2 pilares, 1 viga)	1
2	Marco de barra 110 kV (viga, pilar)	2
3	Parrón de MT 23 kV (pilar, viga)	10

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

10.2.32 AMPLIACIÓN EN S/E CASTRO (NTR ATMT)

10.2.32.1 Situación existente

La subestación Castro de propiedad de STS S.A. se ubica aproximadamente a 118 m.s.n.m, en la región de Los Lagos, Provincia de Chiloé, Comuna de Castro y con coordenadas referenciales UTM zona 18G: 599734,92 Este, 5295794,09 Sur.



Figura 192: Ubicación de S/E Castro

La subestación Castro posee un patio de alta tensión en 110 kV configuración barra simple en tecnología AIS o Air Insulated Substation. A dicha subestación se encuentra seccionada la línea 1x110 kV Pid Pid – Chonchi, a la espera del proyecto de S/E Gamboa que modificará la configuración de la zona. En dicho patio de 110 kV se encuentra conectado un transformador de poder 115/24 kV de 16 MVA de capacidad máxima el que a su vez se conecta un patio de media tensión en 23 kV, en configuración barra simple en tecnología AIS o Air Insulated Substation, que permite la conexión del equipo de transformación existente y dos alimentadores para clientes regulados de la zona. En base lo anterior, se adjunta diagrama unilineal de la S/E Castro con la identificación de los principales elementos.

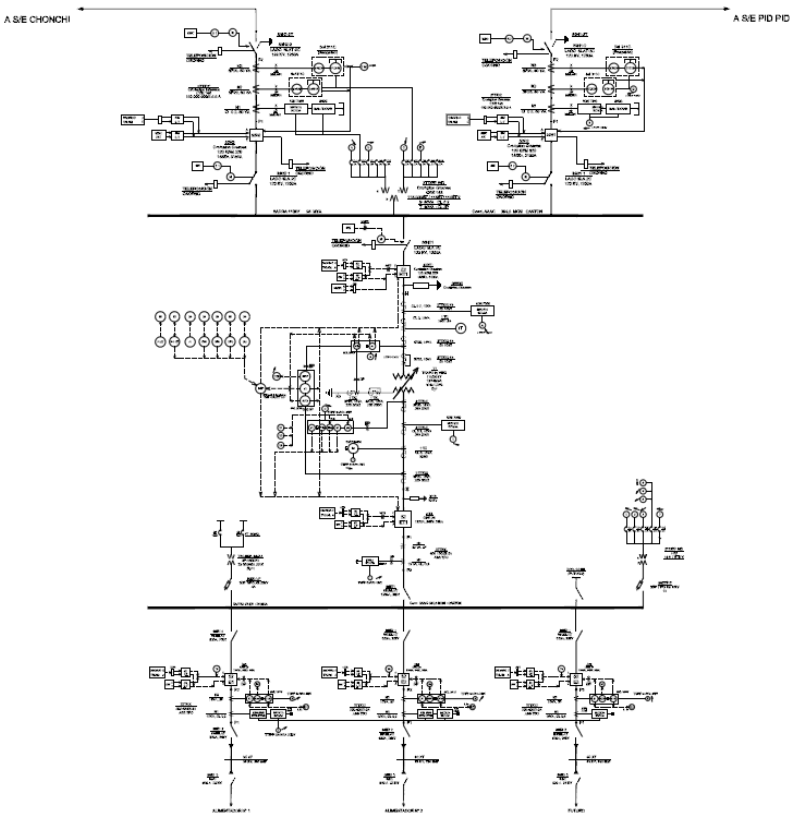


Figura 193: Diagrama unilineal en S/E Castro(Actual)

Además, se presenta un diagrama de planta con la disposición de los equipos existentes en la misma subestación que será intervenida con la obra propuesta.

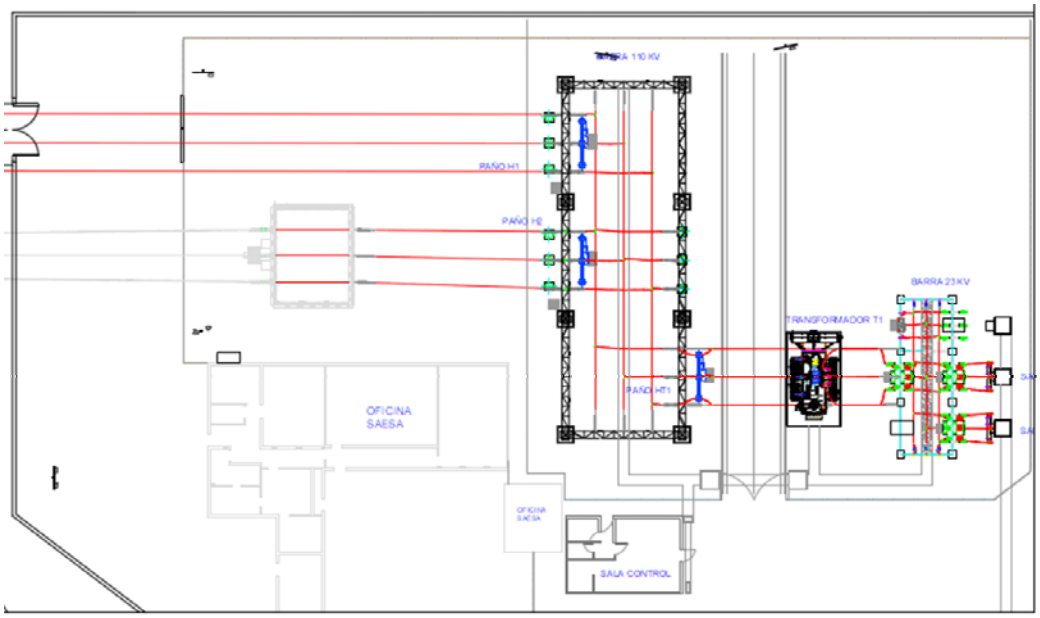


Figura 194: Diagrama de planta en S/E Castro (Actual)

De acuerdo a la información proporcionada por la empresa, existe espacio disponible en la subestación que permitiría la instalación de un nuevo equipo de transformación con sus correspondientes paños de conexión y nuevo patio de media tensión en 23 kV en configuración barra principal más barra de transferencia en tecnología AIS para dar cabida al menos dos nuevos alimentadores y su conexión a la barra simple del patio de media tensión existente, y la utilización del espacio en la estructura tipo parrón en 110 kV para la conexión en alta tensión del nuevo equipamiento. A continuación se presenta el diagrama de planta de la subestación con la identificación de la obra propuesta.

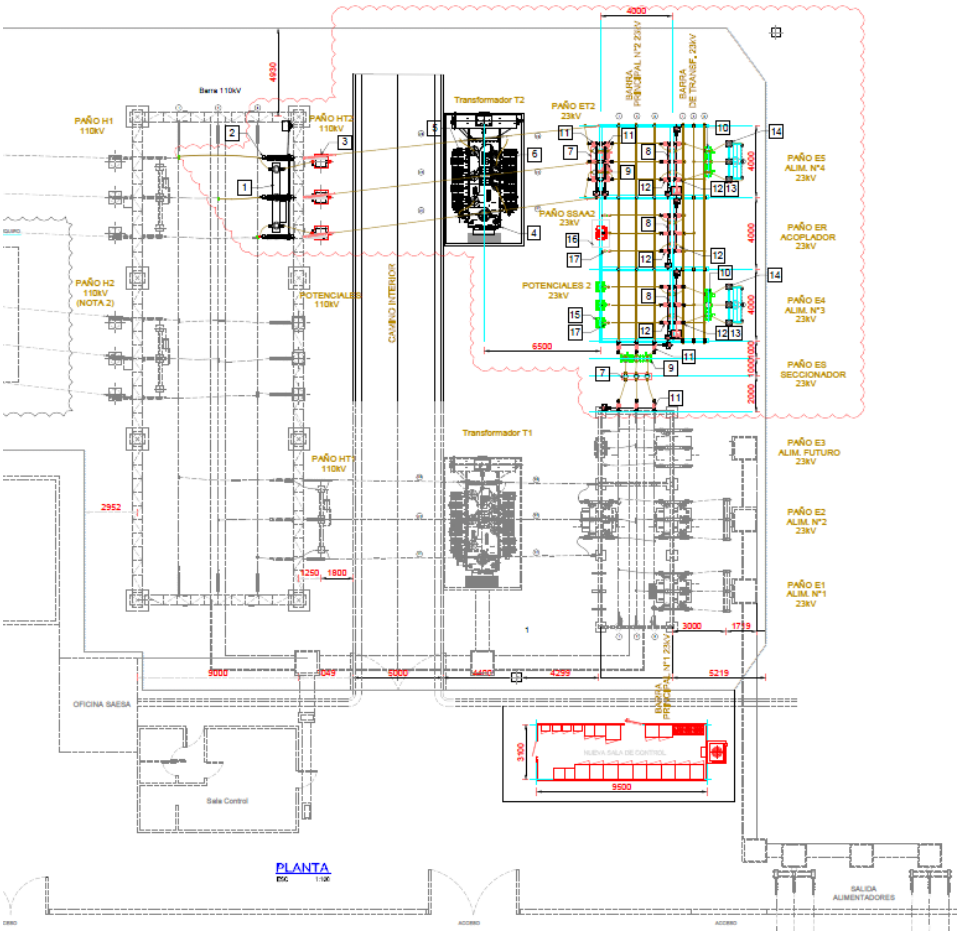


Figura 195: Diagrama de planta de S/E Castro con propuesta de ampliación

Los antecedentes de la condición actual de la subestación se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y de la información proporcionada por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019.

10.2.32.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 110/23 kV 16 MVA con CDBC.

- Instalaciones comunes en 110 kV para la conexión del nuevo transformador.
- Instalar nuevos paños de conexión en alta y media tensión.
- Construcción de un nuevo patio de media tensión en 23 kV en configuración barra principal más barra de transferencia, la conexión de dos nuevos alimentadores más paño acoplador y paño seccionador para permitir la conexión al patio de media tensión existente.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, es posible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la instalación de un nuevo transformador, paño de alta tensión y patio de media tensión con su correspondiente equipamiento de conexión en el lado de media tensión al nuevo transformador, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción. En el caso que sea necesario, de acuerdo a la ingeniería más de detalle, utilizar equipos híbridos compactos de manera de hacer un uso eficiente del espacio disponible de la subestación.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción de portal de línea 110 kV (pilares y viga) y ferreterías.
- Construcción de parrón de MT 23 kV (pilares y viga) y ferreterías.
- Construcción de foso recolector de aceite para los equipos de 110 kV.
- Muro cortafuego para equipos de 110 kV.
- Construcción de marco de barra en 110 kV (pilar y viga).
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV) y media tensión (23 kV).
- Instalación de juegos de pararrayos.
- Adecuación de la plataforma para permitir la instalaciones de los nuevos equipamientos y la construcción de nueva sala de celda.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.32.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan grandes interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumplirían con las distancias mínimas exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación. Tener presente que la ubicación de la subestación se encuentra rodeada de una zona residencial en la comuna de Castro.

10.2.32.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Castro se consideró lo siguiente.

Tabla 171: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de poder 110/23 kV 16 MVA	1
2	Interruptor de Poder 110 kV	1
3	Desconectadores trifásicos 110 kV	2
4	Conductor aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	520
5	Interruptor 23 kV	4
6	Desconectador 3F 23 kV	8
7	Pararrayos 110 kV	3
8	Pararrayos 23 kV	3
9	Transformador de Servicios Auxiliares	1
10	Transformador de corriente 110 kV	6
11	Transformador de potencial 23 kV	3

Tabla 172: Estructuras y obras civiles principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Portal de línea 110 kV (2 pilares, 1 viga)	1
2	Parrón de MT 23 kV (pilares y viga)	8
3	Foso recolector de aceite para equipos de 110 kV	1
4	Muro cortafuego para equipo de 110 kV	1

El terreno de la subestación se encuentra completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales.

10.2.33 NUEVA LÍNEA 1X110 KV MAITENCILLO – VALLENAR

10.2.33.1 Situación existente

Actualmente, las subestaciones Maitencillo y Vallenar, ubicadas en la región de Atacama, comuna de Vallenar, ambas de propiedad de la empresa Transelec S.A., se encuentran conectadas a través de una línea de transmisión 1x110 kV de 32,5 MVA de capacidad (limitación en algunos tramos), mediante un conductor AAAC 123,3 MCM AZUZA. En la siguiente figura se muestra el emplazamiento de la línea mencionada.



Figura 196: Área de emplazamiento de la actual línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar

En cuanto a la subestación Maitencillo, el circuito de la linea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar se encuentra acoplada a la Sección 1 de la barra de 110 kV, en el patio de ese nivel de tensión. Dicha subestación se ubica aproximadamente a 270 m.s.n.m, y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 311878,00 Este, 6841952,00 Sur.

Para el caso de la subestación Vallenar, se ubica aproximadamente a 490 m.s.n.m, a un costado de la ruta 5 Norte y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 326000 Este, 6839101 Sur.

En base a los antecedentes proporcionados por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019, y a la información del Coordinador Eléctrico Nacional que mantiene en su Sistema de Información Pública es que sería necesaria expandir ambas subestaciones de los extremos para permitir la conexión de la nueva línea propuesta en el presenta plan de expansión. En cuanto al trazado de la línea, para efectos de la presente ingeniería conceptual se utiliza un trazado tentativo para valorizar la obra, sin perjuicio que será el adjudicatario de la obra quién definirá y tramitará ambientalmente el trazado definitivo.

10.2.33.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva línea de simple circuito en 110 kV entre las subestaciones Maitencillo y Vallenar, de aproximadamente 20 km de longitud, con una capacidad de transporte de, al menos, 32,5 MVA a 35°C con sol.
- Construcción de torres de simple circuito, tanto de anclaje como de suspensión.
- Construcción de paños de línea en la S/E Vallenar, cuya configuración en 110 kV corresponde a barra simple, incluyendo interruptor de potencia, desconectador con y sin puesta a tierra, transformadores de corriente y pararrayos.

En lo que respecta a la nueva línea es preciso indicar que se ha estimado la longitud del trazado de manera meramente referencial y corresponderá al adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado efectivo que tendrá la línea con motivos de la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Obtención de permisos ambientales y sectoriales.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Tendido de cable de guardia OPGW.
- Construcción de fundaciones para estructuras.

10.2.33.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El proyecto contempla el trazado de una línea de aproximadamente 20 km, por ende la tramitación ambiental, la obtención de los permisos sectoriales y la adquisición de las servidumbres, deberá ser realizada en su totalidad por el adjudicatario de la obra de transmisión.

Para la conexión de los extremos de los paños de línea, es necesaria previamente o de manera coordinada la ampliación de las barras respectivas que permitan la construcción e instalación de los paños de línea correspondientes.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

10.2.33.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades

de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 173: Suministro y montaje de equipos y materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAAC Azusa 62,48 mm^2 (metros)	21.000
2	Conductor OPGW, Diámetro 11,3 φ mm (metros)	21.000
3	Cadena simple de aisladores anclaje 110 kV y ferretería	180
4	Cadena simple de aisladores suspensión 110 kV y ferretería	150
5	Interruptor 110 kV, 3150 A, 50 kA, comando Monopolar	1
6	Desconectador Trifásico 110 kV, sin puesta a tierra, 3150 A	1
7	Desconectador Trifásico 110 kV, con puesta a tierra, 2500 A	1
8	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	400
9	Transformador de Potencial 110 kV, Inductivo, 30VA	3
10	Transformador de Corriente 110 kV, 3 Núcleos	3
11	Pararrayos 110 kV	3

Tabla 174: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Torres de anclaje 110 kV simple circuito	20
2	Torres de suspensión 110 kV simple circuito	50
3	Portal de Línea 110 kV, 2 pilares, 1 viga	1

10.2.34 NUEVA S/E LA LIGUA

10.2.34.1 Situación existente

La línea de transmisión 2x220 kV Nogales – Los Vilos va desde la comuna de Nogales hasta la comuna de Los Vilos, pasando desde la región de Coquimbo a la región de Valparaíso. Tiene una longitud aproximada de 102 km y posee un conductor AAAC Flint, con una capacidad de 166 MVA por circuito a 35°C con sol, de acuerdo a la información obtenida de infotécnica del Coordinador.

La línea de transmisión 1x220 kV Quínquimo – Cabildo se extiende desde la comuna de Papudo hasta la comuna de Cabildo, ambas en la región de Valparaíso. Tiene una extensión aproximada de 29 km y posee un conductor AAAC Alliance, con una capacidad de 63 MVA a 35°C con sol, de acuerdo a la información obtenida de infotécnica del Coordinador.



Figura 197: Situación actual en la zona

10.2.34.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación, denominada La Ligua.
- Seccionamiento de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Nogales – Los Vilos.
- Seccionamiento de la línea 1x110 kV Quínquimo – Cabildo.
- Instalación de un transformador 220/110 kV, 90 MVA, con cambiador de derivación bajo carga (CDBC).
- Instalación de un transformador 110/23 kV, 30 MVA, con cambiador de derivación bajo carga (CDBC).

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción y habilitación de patio de 220 kV en subestación La Ligua. El patio de 220 kV deberá contar con configuracón interruptor y medio en tecnología AIS (Air Insulated Substation) y contar con una capacidad de barras de al menos 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C de temperatura ambiente con sol.
- Construcción de 5 paños en 220 kV, 4 para el seccionamiento de la línea y uno para el transformador.
- Construcción y habilitación de patio de 110 kV en subestación La Ligua. El patio de 110 kV deberá contar con configuracón barra principal y barra de transferencia en tecnología AIS (Air Insulated Substation) y contar con una capacidad de barras de al menos 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C de temperatura ambiente con sol.
- Construcción de 5 paños en 110 kV, 2 para el seccionamiento de la línea, 1 para el transformador, 1 para el acoplador y un paño para el transformador de retiro.
- Construcción de un patio en 23 kV en configuración barra simple, el cual deberá contar con 6 posiciones; una para el transformador, 3 para futuros alimentadores, una para transformadores de medida y otro para servicios auxiliares de la subestación.

10.2.34.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

La subestación deberá ubicarse en un radio de 4 kilometros medidos desde la intersección de las líneas que se van a seccionar. De acuerdo a la orografía observada, es posible que la subestación deba emplazarse en una zona de cerros, de esta forma debe tenerse en consideración los movimientos de tierra necesarios para ubicar la subestación.

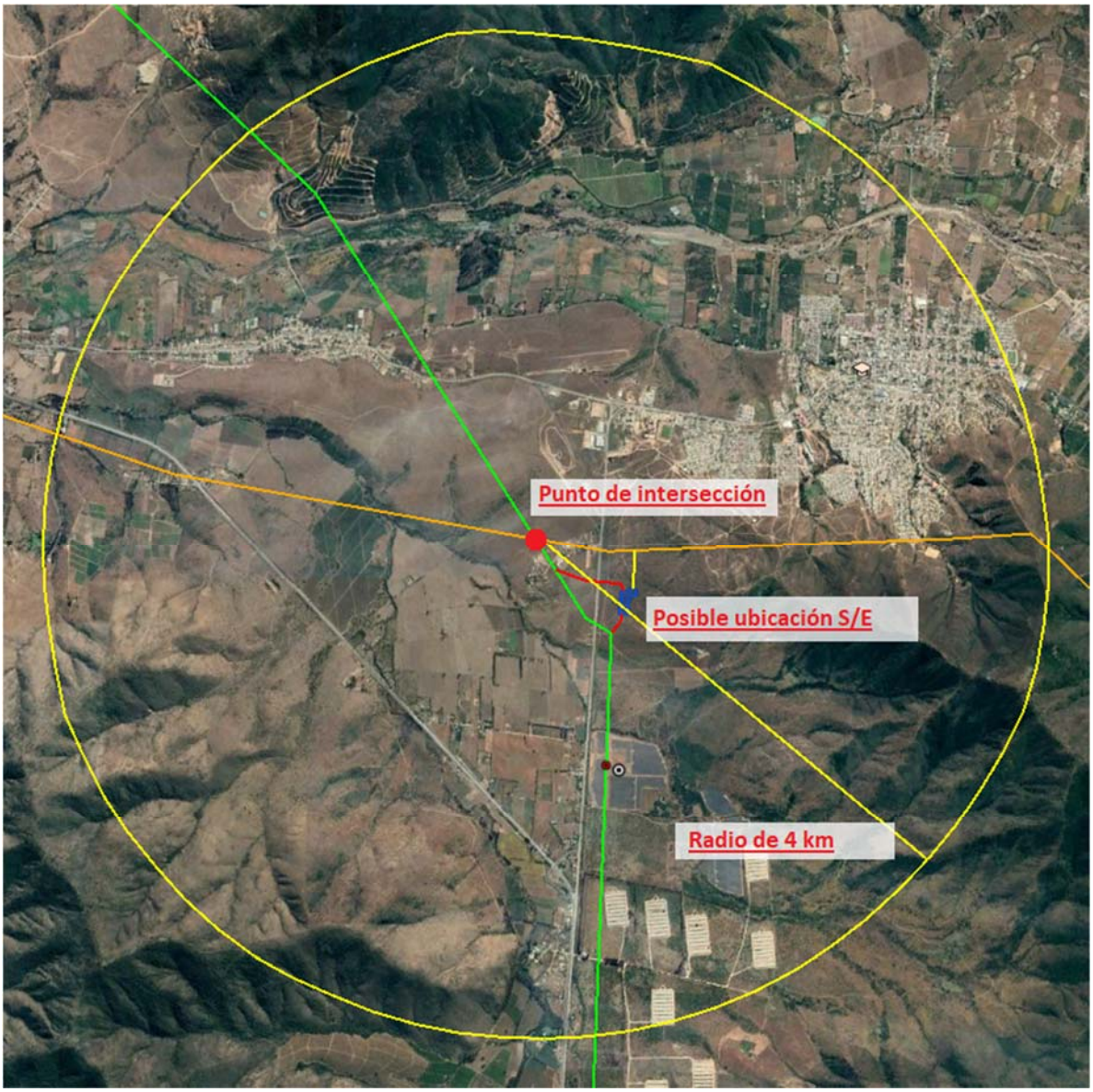


Figura 198: **Intersección de líneas a seccionar y radio de posible ubicación de la subestación La Ligua**

10.2.34.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación La Ligua se consideró lo siguiente.

10.2.34.4.1 Patio 220 kV:

Tabla 175: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador trifásico 220/110 kV, 90 MVA	1
2	Transformador trifásico 110/23 kV, 30 MVA	1
3	Interruptor 220 kV, 4000 A, comando monopolar	8
4	Desconectador trifásico 220 kV c/cpt, 4000 A	5
5	Desconectador trifásico 220 kV s/cpt, 4000 A	10
6	Desconectador monofásico 220 kV pantógrafo, 3150 A	15
7	Trampa de onda 3150 A	10
8	Condensador de acoplamiento 220 kV	10
9	Pararrayos 220 kV	15
10	Transformador de potencial 220 kV, inductivo	21
11	Aislador de pedestal 220 kV	15
12	Transformador de corriente 220 kV, 4 núcleos	48
13	Conductor aluminio Coreopsis 806 mm^2 (metros)	3.145

Tabla 176: Estructuras y Obras civiles

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Fundación Transformador de poder 220/110 kV, 90 MVA	1
2	Fundación Transformador de poder 110/23 kV, 30 MVA	1
3	Fundación estructura soporte interruptor 220 kV	8
4	Fundación estructura soporte desconectador 220 kV	30
5	Foso recolector de aceite para transformador 220/110 kV, 90 MVA	1
6	Foso recolector de aceite para transformador 110/23 kV, 30 MVA	1

10.2.34.4.2 Seccionamiento línea 220 kV:

Tabla 177: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Torre de anclaje 220 kV doble circuito, 1 conductor por fase	3
2	Cadena de anclaje 220 kV (carga de rotura media)	54
3	Conductor aluminio AAAC Flint 375 mm^2 (metros)	4.914
4	Ferretería anclaje 1 conductor AAAC	54

10.2.34.4.3 Patio 110 kV:

Tabla 178: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 110 kV, 4000 A, comando monopolar	3
2	Desconectador trifásico 110 kV c/cpt, 4000 A	2
3	Desconectador trifásico 110 kV s/cpt, 4000 A	7
4	Trampa de onda 2000 A	4

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
5	Condensador de acoplamiento 110 kV	4
6	Pararrayos 110 kV	6
7	Transformador de potencial 110 kV, inductivo	9
8	Aislador de pedestal 110 kV	16
9	Transformador de corriente 110 kV, 4 núcleos	18
10	Conductor aluminio Coreopsis 806 mm^2	2316 m

Tabla 179: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Fundación estructura soporte interruptor 110 kV	3
2	Fundación estructura soporte desconectador 110 kV	9

10.2.34.4.4 Seccionamiento línea 110 kV:

Tabla 180: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Torre de anclaje 110 kV doble circuito, 1 conductor por fase	2
2	Cadena de anclaje 110 kV (carga de rotura media)	36
3	Conductor aluminio AAAC Alliance 125 mm^2 (metros)	1.915
4	Ferretería anclaje 1 conductor AAAC	36

10.2.34.4.5 Patio 23 kV:

Tabla 181: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 23 kV, 2500 A, tipo doghouse	1
2	Interruptor 23 kV, 1250 A, estanque vivo	3
3	Desconectador trifásico 23 kV s/cpt, 2000 A	6
4	Protecciones paño alimentador 23 kV	3
5	Transformador de potencial 23 kV	20

10.2.35 NUEVA S/E SECCIONADORA LOS POETAS Y NUEVA LÍNEA 1X66 KV ALGARROBO – LOS POETAS

10.2.35.1 Situación existente

Actualmente la zona en análisis, principalmente la comuna de El Quisco, se abastece a través de un línea de simple circuito a través de las líneas 1x66 kV Tap Algarrobo – San Jerónimo, 1x66 kV San Jerónimo – Las Piñatas, 1x66 kV Las Piñatas – Tap El Manzano, 1x66 kV Tap El Manzano – Las Balandras y 1x66 kV Tap El Manzano – El Totoral, todas de propiedad de la empresa Litoral. La siguiente fugura muestra la zona donde se encuentran las instalaciones que se intervendrían con el proyecto propuesto.

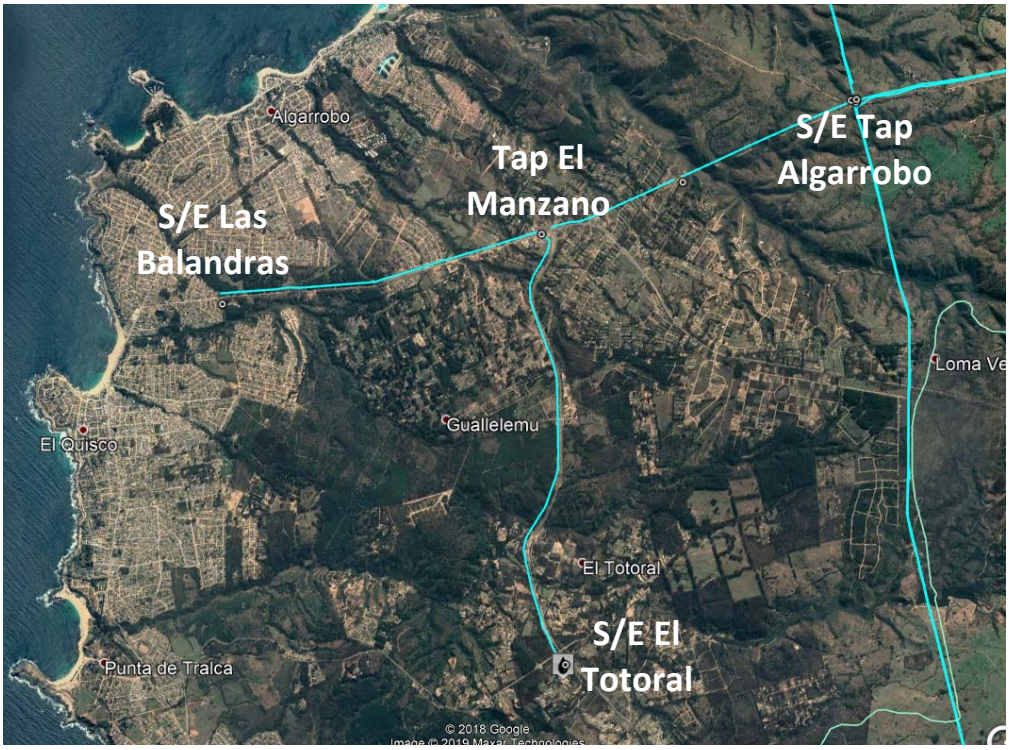


Figura 199: Área del proyecto Nueva S/E Seccionadora Los Poetas

La línea Tap Algarrobo – San Jerónimo tiene una longitud de 10 metros con una capacidad de transporte de 25,35 MVA y conductor CU 2 AWG, la línea San Jerónimo – Las Piñatas tiene una longitud de 2,5 km con una capacidad de transporte de 25,35 MVA y conductor CU 2 AWG, la línea Las Piñatas – Tap El Manzano tiene una longitud de 1,7 km con una capacidad de transporte de 25,35 MVA y conductor CU 2/0 AWG, la línea Tap El Manzano – Las Balandras tiene una longitud de 4 km con una capacidad de transporte de 27,79 MVA y conductor CU 2 AWG y por último la línea Tap El Manzano – El Totoral tiene una longitud de 5,5 km con una capacidad de transporte de 27,79 MVA y conductor AASC Azuza.

Es necesario mencionar que actualmente se encuentra en ejecución la obra “Doble Barra Tap Algarrobo”, propuesta en el Decreto Exento N° 418 de 2017 del Ministerio de Energía, el que estableció la construcción de una nueva S/E de 66 kV, en configuración doble barra más transferencia, en donde actualmente se ubica el Tap Algarrobo, para permitir el seccionamiento de los circuitos hacia Casablanca y San Jerónimo, junto con el seccionamiento de la línea 2x66 kV San Antonio – Laguna Verde, además de considerar un paño acoplador de barras, un paño seccionador de barras y espacio para, al menos, dos futuros paños, reutilizando el equipamiento de la actual S/E Tap Algarrobo. Dicha obra se estima su entrada en operación para julio del año 2021.

Además, se encuentra en proceso de adjudicación la obra “Extensión de línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo”, propuesta en el Decreto Exento N°293 de 2018 de del Ministerio de Energía, el que estableció la extensión de línea 1x66 kV Las Piñatas - San Jerónimo, hacia el Tap Algarrobo, utilizando un conductor que permita una capacidad de transporte

de, al menos, 35 MVA a 35ºC con sol, además de trasladar el paño de la línea que se encuentra en la subestación San Jerónimo al Tap Algarrobo, para conectarse en uno de los espacios disponibles con barra y plataforma, asociados a la obra "Doble Barra Tap Algarrobo" fijada mediante el Decreto Exento N° 418 de 2017. Dicha obra se estima su entrada en operación para agosto 2021.

En cuanto a la nueva subestación, se deberá emplazar aproximadamente dentro de un radio de 1 kilómetro desde el Tap El Manzano. A continuación se muestra la zona del actual Tap El Manzano que se requiere adecuar a un seccionamiento.



Figura 200: Ubicación del Tap El Manzano (Actual)

10.2.35.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de nueva subestación seccionadora en 66 kV, en configuración barra simple y barra de transferencia, con capacidad de, al menos, 300 MVA, con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberán construir dos posiciones para el seccionamiento de la línea 1x66 kV Tap Algarrobo – Balandras, una posición para la conexión de la línea a la S/E El Totoral y una posición para la nueva línea.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Tap Algarrobo – Balandras, con sus correspondientes paños de conexión a la nueva subestación.

- Traslado de la línea 1x66 kV Tap El Manzano – El Totoral, mediante la desconexión del extremo en Tap El Manzano para su posterior conexión a la nueva subestación.
- Construcción de nueva línea 1x66 kV de simple circuito en 66 kV y, al menos, 40 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación y la subestación Tap Algarrobo.

Será responsabilidad del adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado adicional que deberá construirse para el seccionamiento y traslado de líneas según lo indicado anteriormente, incluyendo para dichos efectos la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Compra de terreno.
- Movimiento de tierra, plataforma, mallas de puesta a tierra, cierros perimetrales, entre otras.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Desmontaje de torres existentes.
- Instalación comunes para protecciones y servicios auxiliares.

10.2.35.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

10.2.35.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 182: Suministro y montaje de equipos y materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 66 kV	6
2	Desconectador trifásico 66 kV	18
3	Transformador de potencial 66 kV	18
4	Pararrayos 66 kV	15
5	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	830
6	Conductor Aluminio AASC Butte 158 mm^2 (metros)	13.545
7	Conductor de cobre 2/0 AWG (metros)	1.493
8	Conductor Aluminio AAAC Alliance 125 mm^2 (metros)	150

Tabla 183: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Torre de anclaje 66 kV simple circuito	10
2	Poste H.A. 18 metros	20
3	Marco de barra 66 kV (pilares y viga)	6
4	Portal de línea 66 kV (pilares y viga)	8
5	Torre de anclaje 66 kV doble circuito (seccionamiento)	2

Adicionalmente, se ha considerado compra de terreno que permita la configuración y tecnología mencionada anteriormente.

10.2.36 NUEVA S/E MAPOCHO Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV MAPOCHO - VITACURA

Los detalles de los requerimientos de ingeniería conceptual del proyecto “Nueva subestación Mapocho” se encuentran en el documento “Análisis Propuesta de Expansión de Subestaciones del Sistema de Transmisión, Informe Ingeniería Conceptual SE Nueva Providencia, Ampliación SE Vitacura y Línea de Transmisión 110 kV” elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, incorporado como anexo al Informe complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019.

10.2.37 NUEVA S/E SECCIONADORA BAJA CORDILLERA

10.2.37.1 Situación existente

Actualmente, por la zona que se propone la presente obras, existen las líneas 2x220 kV Alto Jahuel – Los Almendros y 2x110 kV Florida – La Reina, ambas de propiedad de la empresa Enel Distribución Chile S.A. y la línea 2x110 kV Tap Las Vizcachas – Florida, de propiedad de la empresa Aes Gener S.A. A continuación se muestra una imagen de la zona propuesta para el desarrollo de la obra, lo cual sería eficiente en término de la cercanía en la que se encuentran los trazados de dichas líneas de transmisión.



Figura 201: Área del proyecto Nueva S/E Baja Cordillera

La línea 2x220 kV Alto Jahuel – Los Almendros tiene una longitud de aproximadamente 41 km y tiene una capacidad de transporte de 409,25 MVA por circuito y conductor AAAC 630 mm^2. En el caso de la línea 2x110 kV Florida – La Reina, desde el Tap La Reina, tiene una longitud de aproximadamente 9,9 km y tiene una capacidad de transporte de 113,55 MVA por circuito y conductor CU 152,3 mm^2. Por último, en el caso de la línea 2x110 kV Tap Las Vizcachas – Florida tiene una longitud de aproximadamente 6,24 km y capacidad de transporte 93,43 MVA y conductor CU 107 mm^2.

10.2.37.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de nueva subestación seccionadora, con un patio en 220 kV y patio de 110 kV, ambos en configuración interruptor y medio, con capacidad de, al menos, 500 MVA, con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberán construir dos diagonales para el seccionamiento de las líneas de 220 kV,

cuatro diagonales para el seccionamiento de las líneas de 110 kV, y paño para el transformador.

- Instalación de un banco de autotransformadores de 220/110 kV, 400 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y unidad de reserva automatizada, con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

En lo que respecta a la ubicación de la subestación, se deberá emplazar aproximadamente a 8,5 km al sur de la subestación Los Almendros, en algún punto cercano al lugar donde confluyen las líneas a seccionar. Será responsabilidad del adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado que deberá construirse para el seccionamiento de las líneas de 220 kV y 110 kV, incluyendo tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Compra de terreno.
- Movimiento de tierra, plataforma, mallas de puesta a tierra, cierros perimetrales, entre otras.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Instalación comunes para protecciones y servicios auxiliares.

10.2.37.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

10.2.37.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión. Para efectos de la determinación de un valor referencial de la obra, se ha considerado una subestación en tecnología GIS (Gas Insulated Substation), sin perjuicio que se ha dejado libre el tipo de tecnología en la propuesta general.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 184: Suministro y montaje de equipos y materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Autotransformador monofásico 220/110 kV, 100 MVA	4
2	Aislador Pedestal 220 kV	5
3	Aislador Pedestal 110 kV	3
4	Pararrayos 220 kV	15
5	Pararrayos 110 kV	3
6	Desconectador 220 kV	7
7	Desconectador 110 kV	7
8	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	300
9	Módulo GIS interior 220 kV interruptor y medio (diagonales)	2 ½
10	Módulo GIS interior 110 kV interruptor y medio (diagonales)	4 ½
11	Mufa para ducto GIS 220 kV	5
12	Mufa para ducto GIS 110 kV	9

Tabla 185: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Galpón GIS	2
2	Portal de línea 220 kV (pilares y viga)	3
3	Muro cortafuego para equipos 220 kV	1
4	Foso recolector de aceite para equipos 220 kV	1

Adicionalmente, se ha considerado compra de terreno que permita la configuración y tecnología mencionada anteriormente.

10.2.38 NUEVA LÍNEA 1X66 KV PORTEZUELO - ALCONES

10.2.38.1 Situación existente

Tanto la subestación Alcones, como la subestación Portezuelo, existen actualmente, y son propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. (CGE S.A.). Ambas se encuentran a una altura aproximada de 167 m.s.n.m, y se ubicanen la región de O'Higgins, comuna de Marchigüe. La siguiente figura, muestra elárea estimada donde referencialmente debería ubicarse la nueva línea de transmisión.

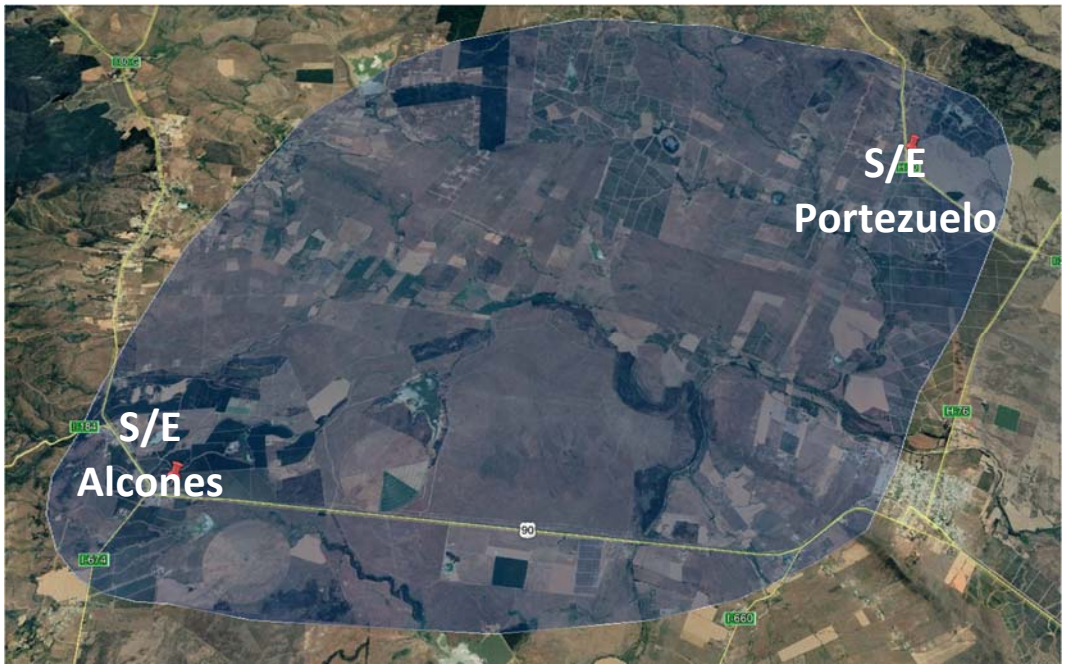


Figura 202: Área del proyecto Nueva Línea 1x66kV Portezuelo - Alcones

En tanto, el área de ambas subestaciones está definida como se indica a continuación:



Figura 203: Área de S/E Alcones. Área de S/E Portezuelo

La subestación Alcones actualmente se encuentra siendo modificada por el proyecto en ejecución “Ampliación en S/E Alcones” del Decreto Exento N° 418 de 2017 del Ministerio de Energía. Considerando las modificaciones incluidas en dicha obra, S/E Alcones poseerá un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Switchgear, con dos transformadores de 66/23 kV; uno de 10 MVA (T1), y el otro de 15 MVA (T2). Al transformador T1 se conecta el alimentador de Pichilemu, en tanto al transformador T2 se conectará una sala de celdas en configuración barra simple con posiciones para 2 alimentadores, transformador, SS/AA, medida y seccionador de barra que conecta al nivel de tensión de 23 kV del transformador T1.

Es importante resaltar que de acuerdo a los planos de las obras en ejecución en S/E Alcones, ésta posee un espacio en barra disponible, ubicado en el parrón asociado al transformador T2, al oriente de la subestación.

En tanto, la subestación Portezuelo actualmente posee un patio en 110 kV en configuración barra simple, a la cual se conectan dos unidades de transformación trifásicas 110/66/13,8 kV de 18 MVA (ATR-1) y 75 MVA (T2). Además, posee un patio de 66 kV en configuración barra simple seccionada a la cual se conectan dos líneas de transmisión (una en cada sección de barra), correspondientes a las líneas Portezuelo – Marchigüe 1x66 kV, y Portezuelo – La Esperanza 1x66 kV. La S/E cuenta con un pequeño transformador de media tensión 66/23-13,8 kV de 10 MVA y con capacidad de conectarse a ambas secciones de barra de 66 kV.

Adicionalmente, se encuentra en proceso de licitación la obra "Ampliación en S/E Portezuelo" del Decreto Exento N° 198 de 2019. Esta obra, incluirá construir en la subestación, un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con barras y plataforma para 4 diagonales completas, al cual se conectará un nuevo banco de transformadores monofásicos 220/66 kV de 150 MVA (más unidad de reserva), además de la extensión de la barra de 66 kV en dos nuevas posiciones para permitir nuevas conexiones.

De esta forma, S/E Portezuelo presenta espacio suficiente en 66 kV para la conexión de un nuevo proyecto, considerando que en los planos de planta se observan suficientes posiciones a contrapaño, además de las dos nuevas posiciones en la extensión de barra del Decreto Exento N° 198 de 2019.

A continuación se presentan los diagramas de planta con la disposición de los equipos en las S/E Alcones y S/E Portezuelo. Los antecedentes de las condiciones actuales de las subestaciones se obtuvieron del Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

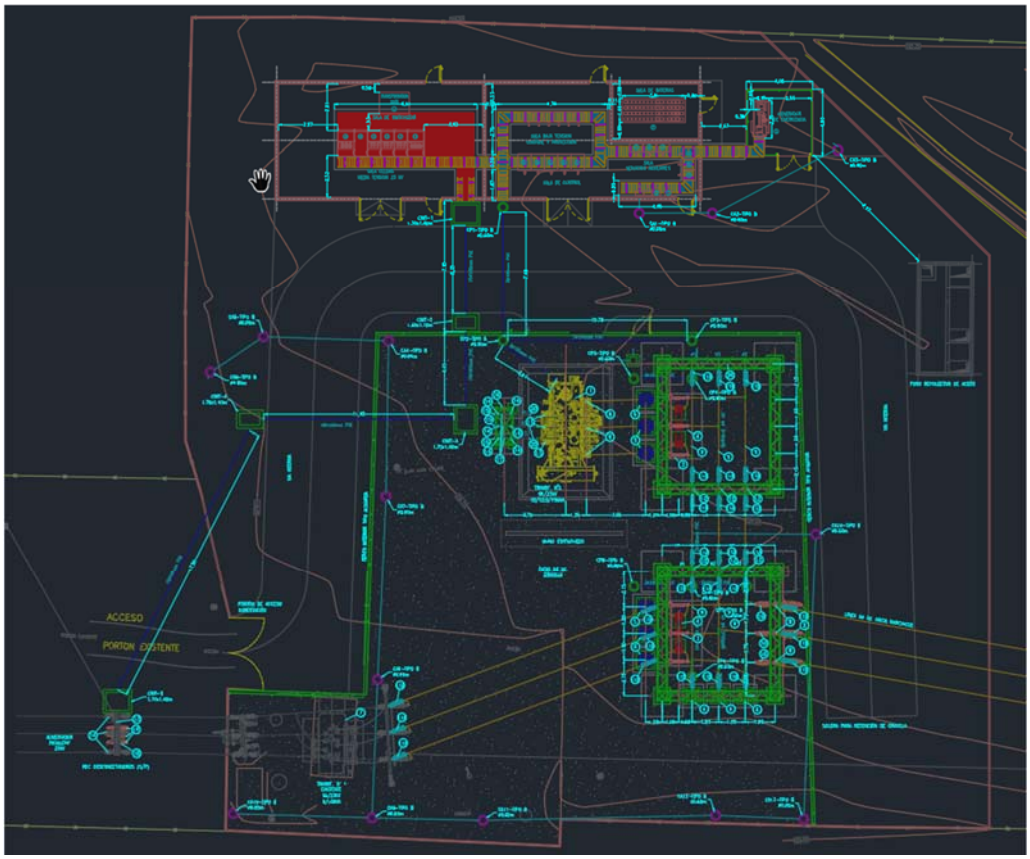


Figura 204: Disposición de equipos Alcones (En Ejecución)

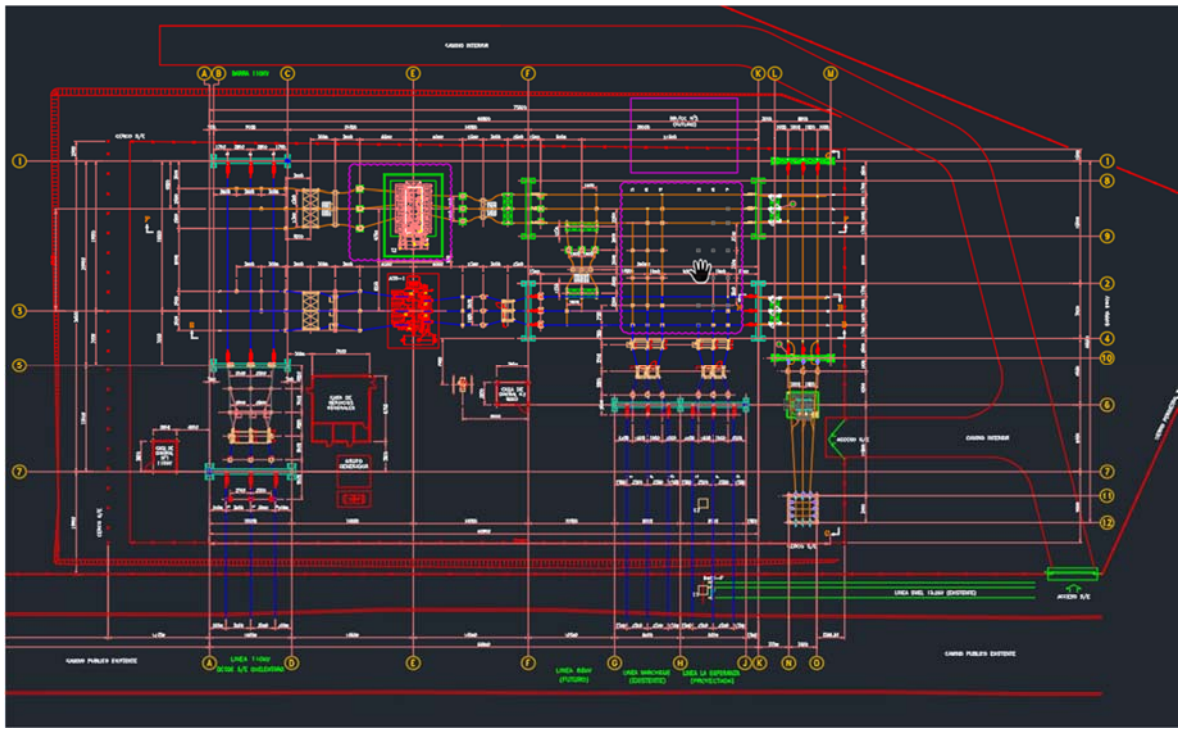


Figura 205: Disposición de equipos Portezuelo

10.2.38.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Tendido de una línea de simple circuito 1x66 kV entre las subestaciones Alcones y Portezuelo, con una capacidad mínima de 60 MVA a 35° C con sol. Se ha estimado una longitud aproximada del trazado de 16,5 km. Incluye montaje de aisladores.
- Construcción de estructuras simples en postes de hormigón armado, tanto para estructuras de anclaje como de suspensión.
- Construcción de paños de línea en S/E Alcones y S/E Portezuelo, incluyendo los correspondientes interruptores de potencia, desconectadores con y sin puesta a tierra, transformadores de corriente y pararrayos.

Para la conexión de los extremos de los paños de línea, se visualizó que en ambas subestaciones terminales existe espacio para construir los paños de línea correspondientes.

Es preciso indicar que, en particular el plano de planta de S/E Portezuelo no cuenta con la extensión de barra, toda vez que dicha obra del Decreto Exento N° 198 de 2019 del Ministerio de Energía se encuentra iniciando su proceso de licitación. Se ha colocado como área del paño de la nueva línea, el eventual lugar donde se extendería la barra de 66 kV.

En lo que respecta a la nueva línea es preciso indicar que se ha estimado la longitud del trazado de manera meramente referencial y corresponderá al adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado efectivo que tendrá la línea con motivos de la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

Con todo, se propone la colocación de los equipos extremos de línea en las zonas identificadas en las siguientes imágenes.

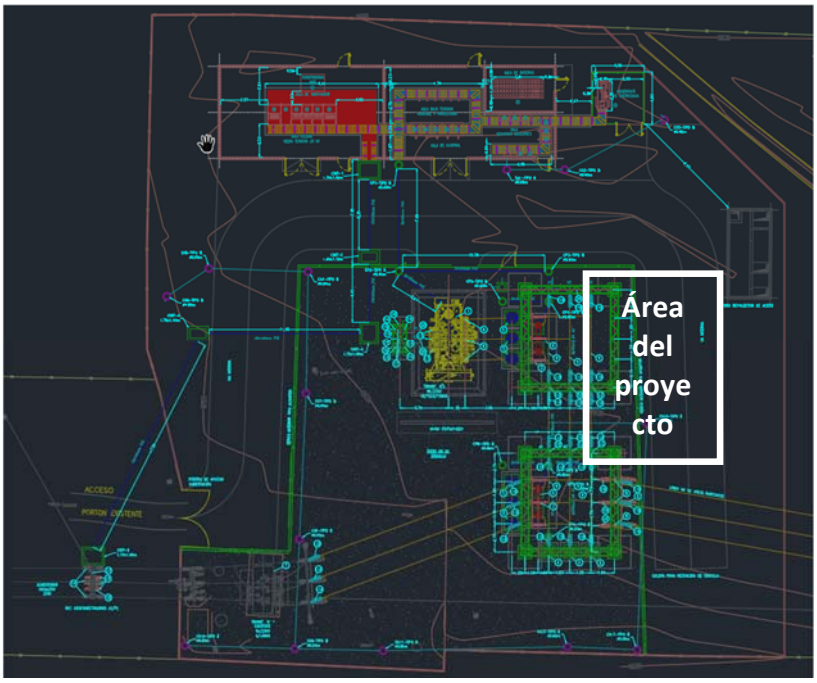


Figura 206: Área del Proyecto en S/E Alcones (Proyectada)

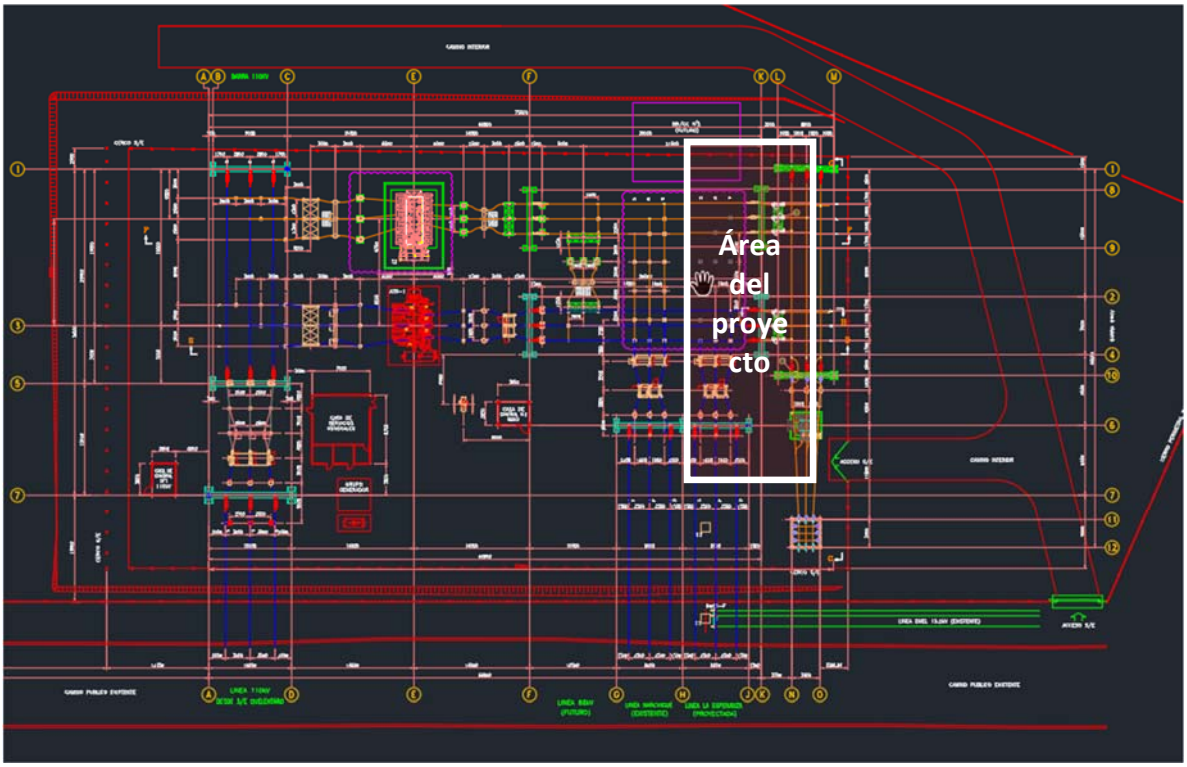


Figura 207: Área del Proyecto en S/E Portezuelo (Proyectada)

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Obtención de permisos ambientales y sectoriales.

- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Tendido de cable de guardia OPGW.
- Construcción de plataforma para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de fundaciones para el nuevo equipamiento y estructuras.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV).
- Acondicionamiento del equipamiento de servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.

10.2.38.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El proyecto contempla el trazado de una línea de aproximadamente 16,5 km, por ende la tramitación ambiental, la obtención de los permisos sectoriales y la adquisición de las servidumbres, deberá ser realizada en su totalidad por el adjudicatario de la obra de transmisión.

El terreno de las subestaciones dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir. En lo que respecta a la instalación de los paños de línea, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla el movimiento del cierro perimetral de la obra, ni la compra de nuevos terrenos.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

10.2.38.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 186: Suministro y montaje de equipos y materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor Aluminio AAAC Cairo 236 mm^2 (metros)	53.000
2	Conductor OPGW, Diámetro 11,3 φ mm (metros)	17.700
3	Cadena simple de aisladores anclaje 66 kV y ferretería	210

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
4	Cadena simple de aisladores suspensión 66 kV y ferretería	120
5	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 kA, comando Monopolar	2
6	Desconectador Trifásico 66 kV, sin puesta a tierra, 3150 A	2
7	Desconectador Trifásico 66 kV, con puesta a tierra, 2500 A	2
8	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm^2 (metros)	100
9	Transformador de Potencial 66 kV, Inductivo, 30VA	6
10	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	6
11	Pararrayos 66 kV	6

Tabla 187: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Postes de Hormigón Armado 13,5 mts, Ruptura 1000 kg - Anclaje	35
2	Postes de Hormigón Armado 13,5 mts, Ruptura 1000 kg - Suspensión	40
3	Portal de Línea 66 kV, 2 pilares, 1 viga	1

El terreno de ambas subestaciones se encuentra (o encontrará en el caso de S/E Portezuelo) completamente adaptado para realizar todas las instalaciones correspondientes, por lo cual, no se requieren movimientos de tierras adicionales. Adicionalmente, se ha considerado que no se requieren movimientos de caminos en S/E Alcones.

10.2.39 NUEVA S/E SECCIONADORA EL RUIL

10.2.39.1 Situación existente

La línea de transmisión 1x66 kV Talca – La Palma se extiende desde la comuna de Talca hasta la comuna de san Javier de Loncomilla, ambas comunas ubicadas en la región del Maule. Tiene una longitud aproximada de 18 km y posee un conductor AAAC Cairo, con una capacidad de 59 MVA por circuito a 35°C con sol, de acuerdo a la información obtenida de infotécnica del Coordinador.

La línea de transmisión 1x66 kV Talca – San Clemente se extiende desde la comuna de Talca hasta la comuna de San Clemente, ambas en la región del Maule. Tiene una extensión aproximada de 13 km y posee un conductor AAAC Flint, con una capacidad de 28 MVA a 35°C con sol, de acuerdo a la información obtenida de infotécnica del Coordinador.

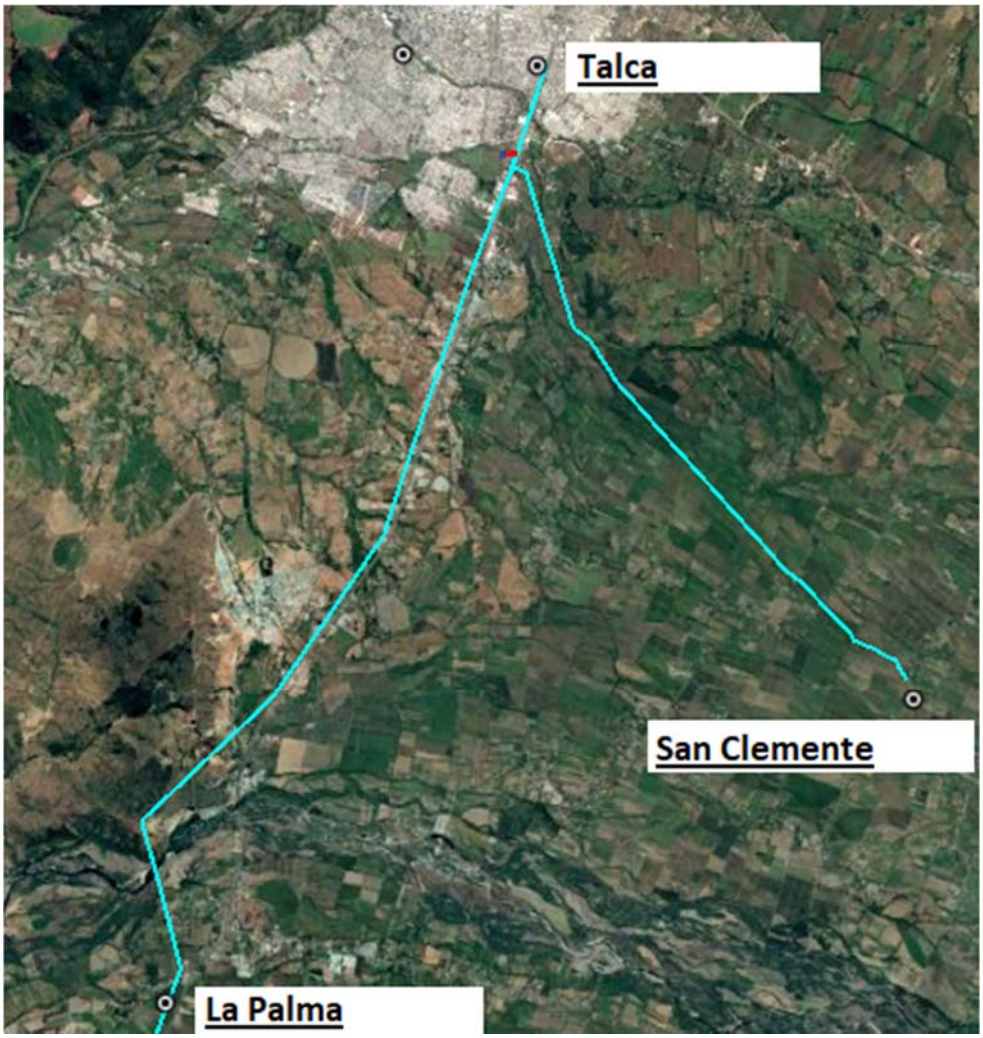


Figura 208: Situación actual en la zona

10.2.39.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación, denominada El Ruil.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Talca – La Palma.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Talca – San Clemente.
- Instalación de un transformador 66/15 kV, 30 MVA, con cambiador de derivación bajo carga (CDBC).

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción y habilitación de patio de 66 kV en subestación El Ruil. El patio de 66 kV deberá contar con configuración barra principal seccionada más barra de transferencia en tecnología AIS (Air Insulated Substation) y contar con una

capacidad de barras de al menos 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C de temperatura ambiente con sol.

- Construcción de 7 paños en 66 kV, 4 para el seccionamiento de la línea, un paño acoplador, un paño seccionador y otro paño para el transformador.
- Construcción de una sala de celdas en 15 kV, en configuración barra simple, la cual deberá contar con 9 posiciones; una para el transformador, 6 para futuros alimentadores, una para transformadores de medida y otro para servicios auxiliares de la subestación.

10.2.39.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

La subestación deberá ubicarse en un radio de 3 kilometros medidos desde donde las líneas a seccionar provenientes de la subestación Talca, comienzan a separarse. De acuerdo a lo observado en cuanto a terreno para una posible ubicación, no se observa dificultad en terminos de grandes movimientos de tierra asociado a la construcción de la subestación.

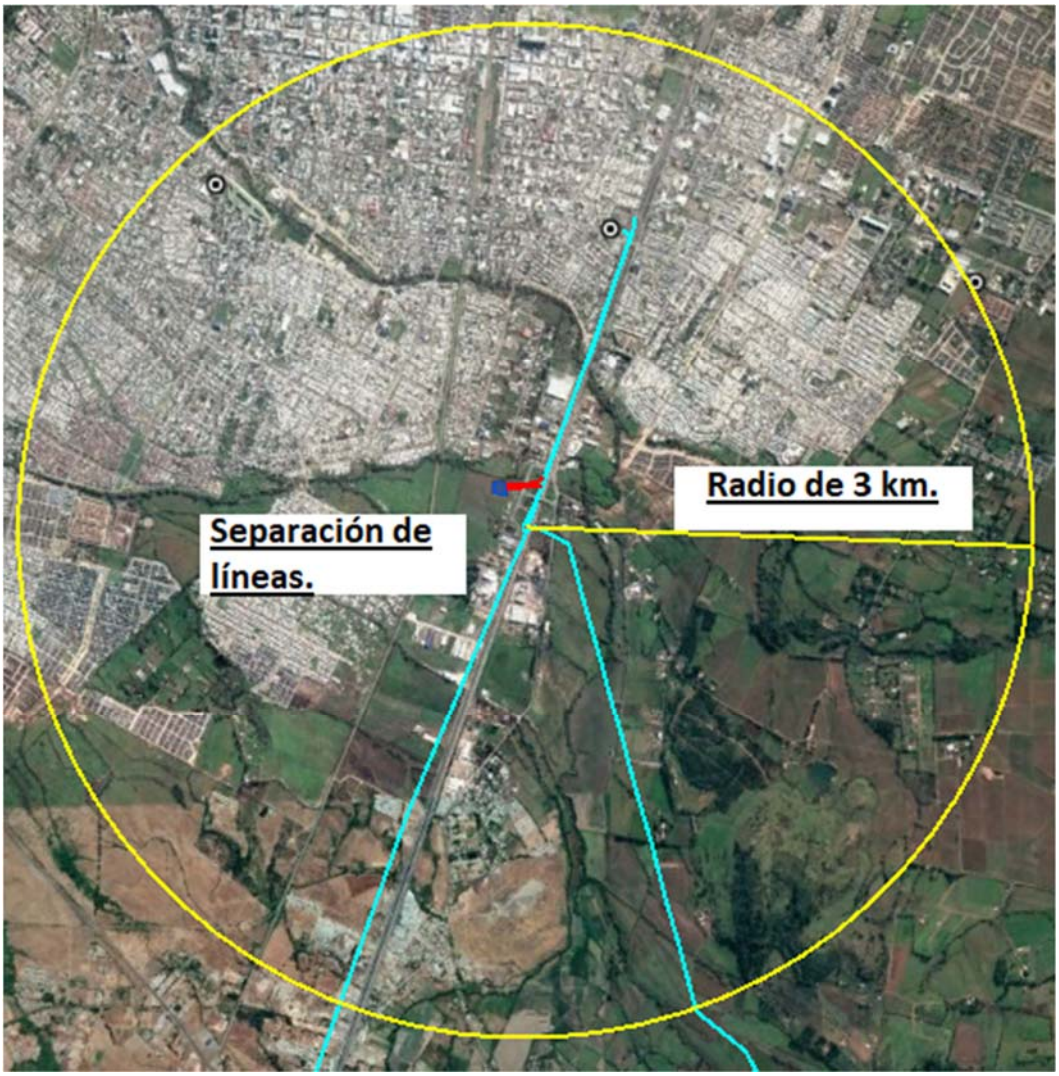


Figura 209: Punto de separación de líneas a seccionar y radio de posible ubicación de la subestación El Ruil

10.2.39.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación El Ruil se consideró lo siguiente.

10.2.39.4.1 Patio 66 kV:

Tabla 188: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador trifásico 66/15 kV, 30 MVA	1
2	Mufa para cable de poder XLPE 15 kV	9
3	Cable poder monopolar XLPE, 15 kV, 35 mm^2 (metros)	270
4	Interruptor 66 kV, 3150 A, comando monopolar	7
5	Desconectador trifásico 66 kV c/cpt, 2500 A	4
6	Desconectador trifásico 66 kV s/cpt, 3150 A	14
7	Pararrayos 66 kV	12
8	Transformador de potencial 66 kV, inductivo	12
9	Transformador de corriente 66 kV, 3 núcleos	21
10	Conductor aluminio Coreopsis 806 mm^2 (metros)	1.410

Tabla 189: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Fundación Transformador de poder 66/15 kV, 30 MVA	1
3	Fundación estructura soporte interruptor 66 kV	7
4	Fundación estructura soporte desconectador 66 kV	18
5	Foso recolector de aceite para transformador 66/15 kV, 30 MVA	1

10.2.39.4.2 Seccionamiento líneas 110 kV:

Tabla 190: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Torre de anclaje 66 kV doble circuito, 1 conductor por fase	4
2	Cadena de anclaje 66 kV (carga de rotura mayor)	96
3	Conductor aluminio AAAC Flint 375 mm^2 (metros)	1.462
4	Conductor aluminio AAAC Cairo 236 mm^2 (metros)	1.329
5	Ferretería anclaje 1 conductor AAAC	96
6	Cable OPGW, diámetro 11,3 mm (metros)	500

10.2.39.4.3 Celdas 15 kV:

Tabla 191: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Celda 15 kV barra simple. Paño alimentador 800 A	3
2	Celda 15 kV barra simple. Servicios Auxiliares 630 A	2
3	Celda 15 kV barra simple. Paño transformación 2000 A	1

10.2.40 NUEVA S/E SECCIONADORA EPULEUFU

10.2.40.1 Situación existente

La línea de transmisión 1x220 kV Celulosa Pacífico – Celulosa Santa Fe, se extiende desde la comuna de Collipulli hasta la comuna de Los Nacimiento, pasando por la región de la Araucanía a la región del Bío Bío. Tiene una longitud aproximada de 44 km y posee un conductor AAAC Flint, con una capacidad de 197 MVA por circuito a 35°C con sol, de acuerdo a la información obtenida de infotécnica del Coordinador.

La línea de transmisión 1x66 kV Angol – Los Ángeles, se extiende desde la comuna de Angol hasta la comuna de Los Ángeles, pasando por la región de la Araucanía a la región del Bío Bío. Tiene una extensión de aproximadamente 51 km y posee dos tipos de conductor en su extensión: AAAC Cairo y Cu 2/0 AWG, pero el tramo que es relevante para este proyecto tiene un conductor Cu 2/0 AWG, con una capacidad de 41 MVA a 35°C con sol, de acuerdo a la información obtenida de infotécnica del Coordinador.

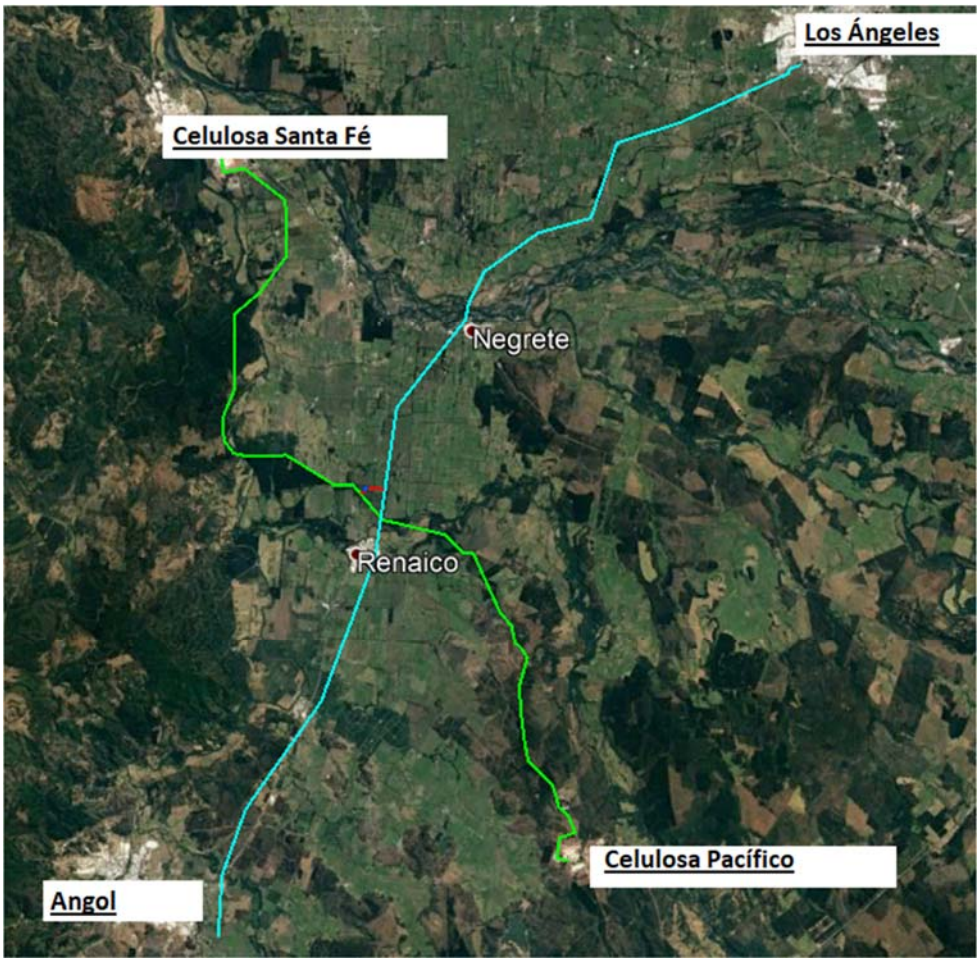


Figura 210: Situación actual en la zona

10.2.40.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación, denominada Epuleufu.
- Seccionamiento de la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Celulosa Santa Fe.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Angol – Los Ángeles.
- Instalación de un transformador 220/66 kV, 90 MVA, con cambiador de derivación bajo carga (CDBC).

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción y habilitación de patio de 220 kV en subestación Epuleufu. El patio de 220 kV deberá contar con configuracón interruptor y medio en tecnología AIS (Air Insulated Substation) y contar con una capacidad de barras de al menos 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C de temperatura ambiente con sol.
- Construcción de 3 paños en 220 kV, 2 para el seccionamiento de la línea y uno para el transformador.
- Construcción y habilitación de patio de 66 kV en subestación Epuleufu. El patio de 66 kV deberá contar con configuracón doble barra principal y barra de transferencia en tecnología AIS (Air Insulated Substation) y contar con una capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C de temperatura ambiente con sol.
- Construcción de 5 paños en 66 kV, 2 para el seccionamiento de la línea, 1 para el transformador, 1 para el acoplador y un paño seccionador.

10.2.40.3 Factibilidad técnica

La ingenieria conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

La subestación deberá ubicarse en un radio de 3 kilometros medidos desde la intersección de las líneas que se van a seccionar. De acuerdo a lo observado en cuanto a terrenos para una posible ubicación, no se observa dificultad en terminos de grandes movimientos de tierra asociado a la construcción de la subestación.

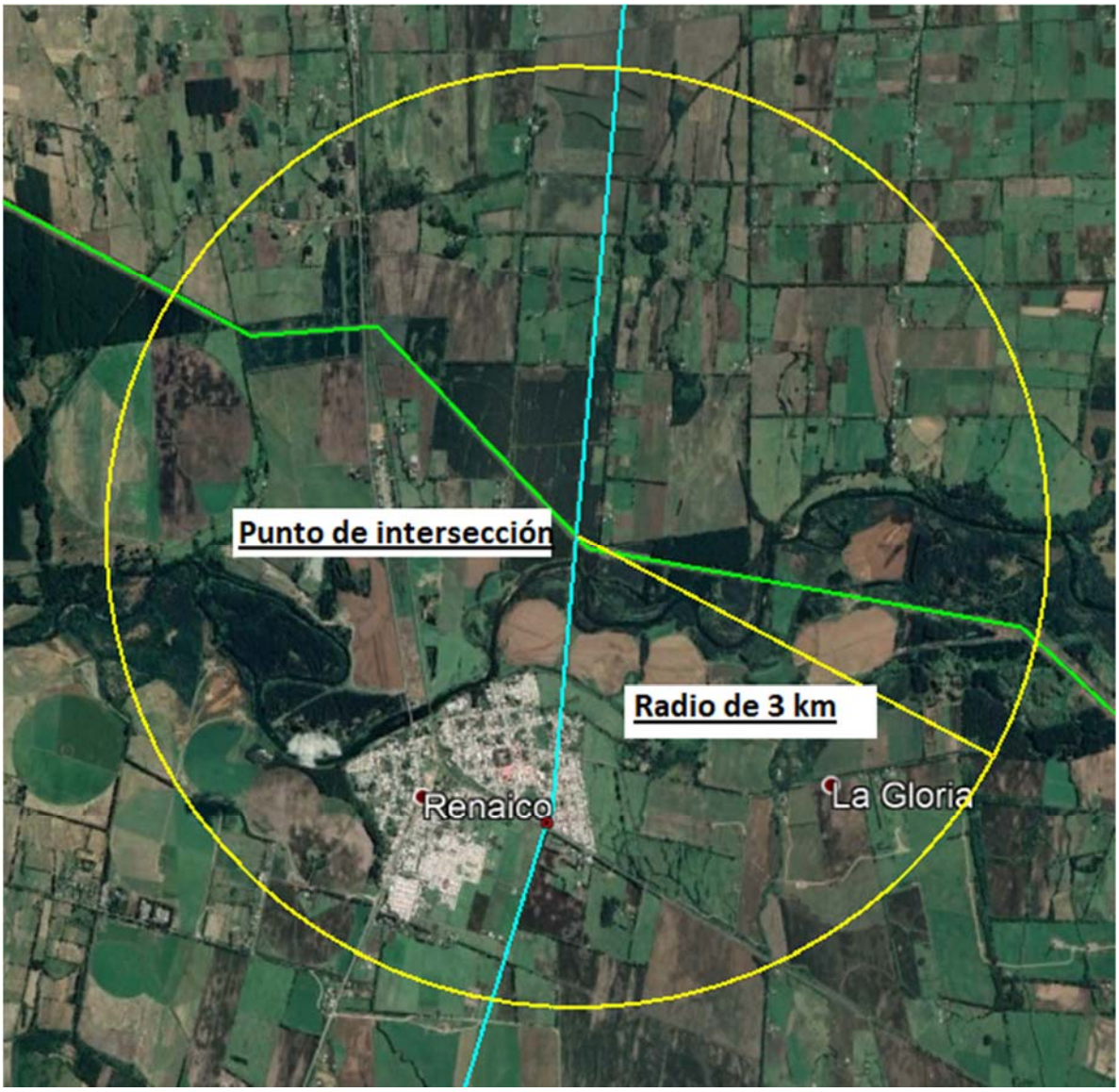


Figura 211: intersección de líneas a seccionar y radio de posible ubicación de la subestación Epuleufu.

10.2.40.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Epuleufu se consideró lo siguiente.

10.2.40.4.1 Patio 220 kV:

Tabla 192: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador trifásico 220/66 kV, 90 MVA	1
2	Interruptor 220 kV, 4000 A, comando monopolar	5
3	Desconectador trifásico 220 kV c/cpt, 4000 A	3
4	Desconectador trifásico 220 kV s/cpt, 4000 A	6
5	Desconectador monofásico 220 kV pantógrafo, 3150 A	9
6	Trampa de onda 3150 A	4
7	Condensador de acoplamiento 220 kV	4
8	Transformador de potencial 220 kV, inductivo	9
9	Aislador de pedestal 220 kV	9
10	Transformador de corriente 220 kV, 4 núcleos	30
11	Conductor aluminio Coreopsis 806 mm^2 (metros)	2.200

Tabla 193: Estructuras y obras civiles principales

TEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Fundación Transformador de poder 220/66 kV, 90 MVA	1
2	Fundación estructura soporte interruptor 220 kV	5
3	Fundación estructura soporte desconectador 220 kV	18
4	Foso recolector de aceite para transformador 220/66 kV, 90 MVA	1

10.2.40.4.2 Seccionamiento línea 220 kV:

Tabla 194: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Torre de anclaje 220 kV doble circuito, 1 conductor por fase	2
2	Cadena de anclaje 220 kV (carga de rotura mayor)	36
3	Conductor aluminio AAAC Flint 375 mm^2 (metros)	1.411
4	Ferretería anclaje 1 conductor AAAC	36

10.2.40.4.3 Patio 66 kV:

Tabla 195: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 66 kV, 3150 A, comando monopolar	4
2	Desconectador trifásico 66 kV c/cpt, 2500 A	2
3	Desconectador trifásico 66 kV s/cpt, 3150 A	8
4	Pararrayos 66 kV	6
5	Transformador de potencial 66 kV, inductivo	6
6	Transformador de corriente 66 kV	12
7	Conductor aluminio Coreopsis 806 mm^2	480 m

Tabla 196: Estructuras y obras civiles principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Fundación estructura soporte interruptor 66 kV	4
2	Fundación estructura soporte desconectador 66 kV	10

10.2.40.4.4 Seccionamiento línea 66 kV:

Tabla 197: Suministro y montaje de equipos principales

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Torre de anclaje 66 kV doble circuito, 1 conductor por fase	3
2	Cadena de anclaje 110 kV (carga de rotura mayor)	36
3	Cadena de anclaje 110 kV (carga de rotura media)	18
4	Conductor aluminio AAAC Cairo (metros)	4.442
5	Ferretería anclaje 1 conductor AAAC	54

11 ANEXO 3: METODOLOGÍA DE VALORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS

11.1 METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS

La metodología para la estimación de los Valores de Inversión (V.I.) de cada uno de los proyectos individualizados en el presente informe, se realizó por medio del cálculo de módulos de inversión contenidos en un conjunto de planillas interrelacionadas y alimentadas con precios unitarios de elementos y mano de obra, cantidad de materiales, rendimientos de montaje y desmontaje, entre otros, tanto para proyectos de subestaciones de alta tensión como para líneas de transmisión, y utilizando la ingeniería conceptual presentada para cada uno de los proyectos.

El procedimiento general de cálculo está diseñado de modo que, en un primer lugar, se selecciona el tipo de proyecto a valorizar, eligiendo subestación o línea de transmisión. A continuación, se seleccionan los componentes del proyecto, definidos como módulos, lo cuales están previamente definidos, cubicados y valorizados en el modelo.

11.1.1 ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO DE VALORIZACIÓN

I. Listas de equipos, materiales y elementos constructivos base

El primer grupo contiene las siguientes categorías:

i. Lista de Materiales Base

Contiene el listado base de equipos y materiales con precio unitario, identificados con un código y una descripción, para cada uno de los cuales se indica la unidad y el costo unitarios. Están agrupados en las siguientes familias:

- Accesorios de Líneas
- Aisladores
- Alumbrado Exterior
- Armarios Protección. Control y Comunicaciones
- Cables de Control
- Cables de Guardia
- Cables de Poder
- Conductores Desnudos
- Conectores
- Desconectadores
- Dispositivos Protección. Control y Medida
- Equipos Compensación Reactiva
- Herrajes y Ferretería
- Interruptores de Poder
- Malla de Tierra
- Materiales Obras Civiles

- Materiales Eléctricos Varios
- Pararrayos
- Servicios Auxiliares Unitarios
- Transformadores de Corriente
- Transformadores de Poder
- Transformadores de Potencial
- Materiales Rellenos
- Materiales Cierros
- Materiales Varios
- Estructuras Altas Subestaciones
- Estructuras Líneas de Transmisión
- Equipos y Materiales Varios
- Cadenas Aisladores
- Malla de Puesta a Tierra Subterránea SSEE
- Servicios auxiliares SSEE
- Canalizaciones Comunes SSEE
- Movimiento de Tierras y Camino Interiores SSEE
- Cierros SSEE
- Caminos de Acceso Líneas Transmisión
- Malla de Puesta a Tierra Aérea SSEE

ii. Listado de Estructuras

Contiene el código, descripción, unidad (kg), peso unitario y costo de cada estructura, clasificadas de la siguiente forma:

- Estructuras soporte equipos subestaciones
- Estructuras altas subestaciones
- Estructuras líneas de transmisión

iii. Parámetros del Modelo

Contiene el valor unitario de parámetros utilizados en todas las valorizaciones, como los siguientes:

- Valor Dólar, horas laborables, precio combustible.
- Costos unitarios de mano de obra (sueldo mensual y costo HH de cada categoría de trabajador).
- Máquinas, vehículos y equipos especiales. Valor arriendo hora.
- Costos mensuales arriendos e insumos para instalaciones de faenas.

iv. Listado de Fundaciones

Contiene el dimensionamiento y costo unitario de los materiales de las fundaciones correspondientes a las estructuras definidas previamente.

Los elementos componentes considerados en las fundaciones son los siguientes:

- Armadura
- Hormigón H10
- Hormigón H25
- Moldaje
- Pernos de Anclaje
- Excavación a Máquina
- Relleno

v. Lista de Cables de Control

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de cables de control, que se utilizan para el conexionado de los equipos de patio con los armarios de protección y control que se instalan en el interior de la casa de control.

Se consideran los tipos de cables de control habitualmente utilizados en el conexionado de los equipos de subestaciones. Para determinar la cantidad, se considera una distancia media entre el equipo y la casa de control.

vi. Control y Protecciones

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los dispositivos y materiales de control y protecciones, utilizados para los equipos primarios de una subestación.

vii. Conexiones de Potencia y Puesta a Tierra

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de conexiones de potencia y de conexión de puesta a tierra de los equipos primarios de una subestación.

Los materiales considerados son los conductores y conectores para las conexiones de potencia, y los conductores y soldaduras de termofusión para las conexiones de puesta a tierra.

viii. Materiales del Módulo Eléctrico

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de los siguientes módulos eléctricos básicos:

- Cadenas de aisladores
- Malla de puesta a tierra subterránea
- Servicios auxiliares

Para las cadenas de aisladores se dimensiona para todos los tipos y voltajes utilizados en las subestaciones y líneas de transmisión.

La malla de puesta a tierra subterránea se parametriza por metro cuadrado de la subestación para tres casos diferentes de dimensionamiento.

Los servicios auxiliares se dimensionan para diferentes tipos y tamaños de subestaciones.

ix. Materiales del Módulo Civil

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de los siguientes módulos civiles básicos:

- Canalizaciones de equipos
- Canalizaciones de instalaciones comunes.
- Movimiento de tierras y caminos interiores.
- Cierros.
- Caminos de acceso líneas de transmisión.

Las canalizaciones de equipos consideran los materiales desde el equipo hasta la canaleta de control del paño.

Las canalizaciones de instalaciones comunes consideran separadamente las de paño y las comunes de subestación, en que estas últimas corresponden a las canalizaciones que unen las de paño con la casa de control.

El movimiento de tierras y caminos interiores se parametriza por metro cuadrado de la subestación, para tres tipos diferentes de pendiente del terreno original.

Los caminos de acceso de líneas de transmisión se parametrizan por metro lineal para diferentes tipos de terreno.

II. Cuadrillas de Montaje

El segundo grupo contiene las categorías que se indican a continuación, en las cuales se dimensionan las cuadrillas de montaje y se calcula el costo de la HH de cuadrilla, para la instalación de los equipos y materiales definidos en las categorías del primer grupo.

De este modo, las hojas en este grupo, son las siguientes:

- Cuadrillas de Montaje Materiales Base
- Cuadrillas de Conexionado Potencia y Puesta Tierra
- Cuadrillas de Módulo Eléctrico
- Cuadrillas de Módulo Civil.

III. Costos de Montaje

El tercer grupo corresponde a las hojas en que se calcula el costo unitario de montaje o construcción, según el caso, de los equipos, materiales y módulos básicos eléctricos y civiles, definidos en el primer grupo, con el costo unitario de la HH de montaje correspondiente y el tiempo de ejecución del montaje.

De este modo, las hojas en este grupo, son las siguientes:

- Costo de Montaje de Materiales Base.
- Costo de Montaje de Estructuras
- Costo Montaje de Fundaciones
- Costo Montaje Cables de Control
- Costo Montaje Control y Protecciones.
- Costo Montaje Conexiones de potencia y Puesta Tierra.
- Costo Montaje Módulo Eléctrico
- Costo Montaje Civil

IV. Módulos de Costos Equipos e Instalaciones

En el cuarto grupo se encuentran las hojas en que se calcula el costo unitario de módulos de equipos e instalaciones, entendiendo por módulo todos los equipos y materiales asociados al equipo o instalación, incluyendo el costo de los materiales y el costo del montaje, desglosados en eléctricos y civiles.

Las hojas de este grupo son las siguientes:

i. Costos de Módulos Equipos de Subestación

Costo de los materiales y montaje de las obras eléctricas y civiles de los equipos de la lista base.

A modo de ejemplo, en el caso de un desconectador, se incluye el costo del equipo, su montaje, la estructura soporte, la fundación, las conexiones potencia y de puesta a tierra, los cables de control y las canalizaciones hasta la canaleta del paño en que se instala. En el caso de transformadores de poder y equipos de compensación, se incluye además los armarios de control y protección y los dispositivos de protección y medida.

ii. Costo de Módulos Estructuras Subestación

Costo de materiales y mano de obra civil de estructuras con sus fundaciones para subestaciones, las cuales incluyen las estructuras soporte de equipos y las estructuras altas (marcos de barra, marcos de línea y estructuras auxiliares).

iii. Costo de Módulos Instalaciones Comunes

a) Módulos Instalaciones Comunes de SE

Se definen y calculan módulos de instalaciones comunes de subestaciones que contienen los siguientes componentes de costos:

- Malla de tierra subterránea
- Movimiento de tierras y plataforma
- Servicios auxiliares
- Canalizaciones
- Cierros
- Edificaciones

b) Módulos Instalaciones Comunes de Patio

Se definen y calculan módulos de instalaciones comunes de patios subestaciones que contienen los siguientes componentes de costos, en que la cantidad varía según el caso:

- Marcos de barras, aisladores y conductores
- Paños de acoplador de barras
- Paños de seccionador de barras
- Transformadores de potencial
- Cables de control
- Dispositivos protección, control y medida
- Canalizaciones

iv. Costo de Módulos de Estructuras de Líneas de Transmisión

Costo de materiales y mano de obra civil de estructuras con sus fundaciones de líneas de transmisión, para todos los tipos definidos.

V. Módulos Integrados

En el quinto grupo se calcula el costo unitario de módulos integrados de subestaciones, además de otros costos asociados a los proyectos, pero que no incluyen equipos y materiales.

Las hojas de este grupo son las siguientes:

i. Módulos integrados de paños subestación

Costo de materiales y mano de obra eléctrica y civil de:

- Paños de línea
- Paños de instalaciones comunes de subestación
- Paños de equipos

ii. Módulos integrados módulo ingeniería

Se define y calcula el costo de ingeniería para los módulos integrados definidos y se consideran los siguientes elementos:

- Instalaciones comunes de S/E.
- Instalaciones comunes de patio
- Paños de línea
- Paños instalaciones comunes de patio
- Módulos de compensación
- Módulos de transformadores

Los componentes de costos de ingeniería que se considera son los siguientes:

- Ingeniería Básica

a) Especificaciones técnicas de equipos
b) Proyecto ingeniería básica eléctrica
c) Proyecto ingeniería básica civil

- Ingeniería de Detalles

a) Ing Detalle Eléctrica. Planos
b) Ing Detalle Eléctrica. Memorias cálculo y documentos
c) Ing Detalle Civil. Planos
d) Ing Detalle Civil. Memorias cálculo y documentos
e) Ing Detalle Prot y Cont. Planos
f) Ing Detalle Prot y Cont. Memorias cálculo y documentos

- Revisión Ingeniería

Para cada uno de los componentes de costos, se estima la cantidad de HH por categoría profesional, las que multiplicadas por el precio unitario de la HH, determina el costo de ingeniería correspondiente.

iii. Módulo integrado de instalación de faenas

Cálculo de los costos de instalación de faenas, considerando un costo fijo inicial más un costo operacional mensual, por lo cual el costo total de este último se obtiene con el plazo de construcción, valor que debe definirse para cada proyecto a valorizar.

iv. Módulo integrado de pruebas y puesta en servicio

Cálculo de los costos de pruebas y puesta en servicio, considerando un costo de arriendo del equipamiento e instrumentos, más los costos del personal especializado que realiza esta actividad.

Los costos de pruebas y puesta en servicio se dimensionan y calculan para los diferentes tipos de paños y de instalaciones comunes definidos anteriormente.

v. Módulo integrado de Inspección Técnica de Obras

En forma análoga al caso anterior, en este módulo se calculan los costos de la inspección técnica de obra, considerando los costos del personal especializado que realiza esta actividad, más los costos de transporte.

vi. Módulo integrado de instalaciones comunes

Es un módulo cuyo contenido es generado por el procesamiento de un proyecto, por lo tanto, no corresponde a una definición y cálculo previo.

vii. Módulo integrado de equipos mayores

Costo de materiales y mano de obra eléctrica y civil de:

- Módulos de compensación reactiva
- Módulos de transformadores

Corresponde a los equipos propiamente tal, junto con todos los equipos y materiales asociados, que no están incluidos en el paño correspondiente que lo conecta a las barras de la subestación.

VI. Visualización de Resultados

Por cada proyecto valorizado se entrega el siguiente cuadro resumen:

TÍTULO DEL PROYECTO		***Miles de USD***
1	***Costos Directos***	***(1.1+1.2+1.3+1.4)***
1.1	Ingeniería	$
1.2	Instalación de Faenas	$
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	$
1.4	Intervención de Instalaciones dedicadas	$
2	***Costos Indirectos***	***(2.1+2.2+2.3+2.4+2.5+2.6)***
2.1	Gastos Generales y Seguros	$
2.2	Inspección Técnica de Obra	$
2.3	Utilidades del Contratista	$
2.4	Contingencias	$
2.5	Servidumbre	$
2.6	Intervención de Instalaciones dedicadas	$
3	***Monto Contrato***	***(1+2)***
4	***Intereses Intercalarios***	***$***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***(3+4)***

11.1.2 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES UTILIZADAS

En la elaboración del modelo de valorización se han utilizado algunos criterios de dimensionamiento y ciertas consideraciones opcionales, con la finalidad de tomar en cuenta las particularidades de cada proyecto específico. De esta forma, se estima que el resultado obtenido proporciona una aproximación razonable al valor de inversión.

A continuación se describen los criterios y consideraciones de mayor relevancia.

I. Estructuras

Se utiliza el peso de estructuras estándares y de mayor frecuencia de uso en subestaciones y líneas de transmisión. Los valores se han obtenido de planos de fabricación.

II. Fundaciones

Para el dimensionamiento de fundaciones se consideran tres tipos de suelo opcionales, los clasificados tipo 2, tipo 4 y tipo 6 por criterios usados en la industria.

La cubicación de cada módulo de fundación se ha realizado sobre la base de planos a nivel de ingeniería de detalles.

III. Cables de Control

Se utilizan los tipos de cable de mayor uso y la cantidad de cable se dimensiona a partir de planos típicos de ingeniería de detalles. Para determinar la longitud de cables, se realiza una estimación de la distancia media de recorrido a través de ductos y canaletas entre el equipo y el punto de llegada en la casa de control.

IV. Control y Protecciones

Se utilizan los tipos y cantidades de protecciones estandarizados para cada tipo de instalación actualmente en uso, y que permiten dar cumplimiento a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

V. Cuadrillas de Montaje

Para cada elemento base de obras eléctricas y de obras civiles, se dimensiona una cuadrilla (equipo de trabajo) para el montaje o construcción, de acuerdo con las prácticas usuales y actuales de las empresas contratistas.

VI. Rendimientos de Montaje y Construcción

Se considera un rendimiento diario de montaje, de acuerdo a las prácticas actuales.

VII. Características del Terreno

El modelo de cálculo se ha elaborado con tres opciones de pendiente del terreno para el dimensionamiento del volumen del movimiento de tierras en subestaciones, considerando que esta variable incide significativamente.

VIII. Malla de Tierra

Para el dimensionamiento de malla de tierra en subestaciones se han definido tres opciones de reticulado, que conducen a diferentes cantidades de materiales, con el propósito de considerar la diferente resistividad del terreno que se presenta, según la ubicación de la instalación.

IX. Ingeniería

La ingeniería se ha dimensionado a partir de una estimación de las horas de trabajo por categoría profesional (HH), agrupadas en tres etapas: Ingeniería Básica, Ingeniería de Detalles y Revisión Ingeniería.

Las tres etapas se basan en la consideración de que las dos primeras son subcontratadas a una empresa del rubro y que el mandante o propietario realiza una revisión del trabajo previo a su aprobación.

La cantidad de HH por etapa y sub-etapa de ingeniería se dimensionan según estándares usuales de las empresas del rubro.

X. Instalación de Faenas

El costo de la instalación de faenas se calcula con tres componentes: costo inicial, costo mensual y costo de desmovilización. El primero y el tercero son fijos y el segundo depende del tiempo de construcción.

En el modelo de cálculo se consideran tres tipos de faenas que difieren en la cantidad y magnitud de la instalación inicial y, como consecuencia, en el costo asociado. El dimensionamiento se realiza según la práctica usual.

La aplicación en la valorización de proyectos de subestaciones se realiza según la magnitud de la obra y la cantidad de trabajadores requeridos para la construcción.

En el caso de las líneas de transmisión, solo se considera la instalación de faenas de menor tamaño, pero con una cantidad variable según la longitud de la línea, por cuanto en la práctica se utilizan instalaciones de faenas móviles que se van trasladando de ubicación, según el avance de la construcción.

XI. Pruebas y Puesta en Servicio

Se considera que son realizadas por una empresa externa especializada. El dimensionamiento se realiza con el tipo y cantidad de los equipos utilizados y la cantidad de profesionales que realizan la actividad.

Para determinar el costo, además del precio unitario, se considera el tiempo que dura la actividad, el cual depende de la instalación a la cual se le realizan las pruebas.

XII. Inspección Técnica de Obras

Se considera que la inspección es realizada por profesionales especialmente contratados para tal efecto. El dimensionamiento se realiza con la estimación de horas de trabajo utilizadas, las cuales dependen de la magnitud de la obra y del plazo de construcción. El dimensionamiento se realiza para cada módulo definido.

11.1.3 DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIONES

El dimensionamiento de las instalaciones correspondientes a un proyecto específico de subestación se realiza fundamentalmente con los módulos previamente dimensionados y valorizados que contiene el modelo de valorización. Además, se dispone de la opción de adicionar equipos individuales en caso de requerirse.

Para el dimensionamiento de las instalaciones de una línea de transmisión, dadas sus características, se dimensiona directamente en el formulario, introduciendo la cantidad que corresponda para cada uno de sus componentes de costos.

11.1.4 PRECIOS UNITARIOS

Los precios unitarios utilizados en el modelo de valorización se han obtenido principalmente del “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019” y, en aquellos elementos para los cuales no hay precio en el estudio mencionado, se han utilizado preferentemente

precios del Estudio de Subtransmisión 2014 y del Informe Técnico Preliminar de Fijación de Cargos de Acceso Abierto a que se refieren el artículo 79° de la LGSE.

11.1.5 CÁLCULO DE LOS INTERESES INTERCALARIOS

Para determinar un valor para los intereses intercalarios, para cada proyecto se elabora en una planilla de cálculo el flujo de inversiones, sobre la base de los costos por grupo de actividades o actividades individuales y el cronograma del proyecto.

El Valor de Inversión obtenido con la valorización se desglosa en sus componentes principales, incluyendo los costos indirectos que se reparten a prorrata. Cada componente de costo principal se distribuye en sus elementos de costos, mediante una estimación porcentual de cada uno de ellos.

Con la distribución de costos anterior y utilizando el cronograma para establecer los meses en que se realizan los desembolsos, se determina el flujo de inversión mes a mes durante el período, desde el inicio hasta la puesta en servicio del proyecto.

Con el flujo de inversión descrito en el punto anterior, se calcula el valor actualizado al mes de puesta en servicio del costo de inversión de cada mes, considerando como tasa de actualización anual un 7%, y como tasa de actualización mensual la raíz doceava de la tasa anual. La tasa de intereses intercalarios se obtiene con el cuociente entre el valor total actualizado de los flujos mensuales al mes de puesta en servicio sobre el valor total de inversión del proyecto.

Los intereses intercalarios por cada proyecto se determinan como la sumatoria de valores futuros de la inversión en los periodos correspondientes a través de la tasa de interés compuesto.

$$\sum_{i=1}^{T} VF_i = I_i * (1+r)^{T-t_i}$$

Donde:

- VF=Valor Futuro
- I=Inversión total del periodo “i”
- T=total de periodos
- r=tasa de interés

11.1.6 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN (C.O.M.A.)

Para la estimación del C.O.M.A. se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.

12 ANEXO 4: SIGLAS UTILIZADAS EN EL PRESENTE INFORME

12.1 CONFIGURACIÓN DE BARRAS

BS: Barra Simple.

BS+BT: Barra Simple y Barra de Transferencia.

BPS+BT: Barra Principal Seccionada y Barra de Transferencia.

2BP+BT: Doble Barra Principal y Barra de Transferencia.

2B+2I: Doble Barra con Doble Interruptor.

IM: Interruptor y Medio.

12.2 EQUIPOS

NTR ATAT: Nuevo Transformador de poder con ambos devanados en Alta Tensión.

NTR ATMT: Nuevo Transformador de poder con devanado en Alta y Media Tensión.

RTR ATMT: Reemplazo de Transformador de poder con devanado en Alta y Media Tensión.

HTR ATMT: Habilitación de Transformador de poder con devanado de Alta y Media Tensión.

NBC AT: Nuevo Banco de Condensadores conectado en Alta Tensión.

NBC MT: Nuevo Banco de Condensadores conectado en Media Tensión.

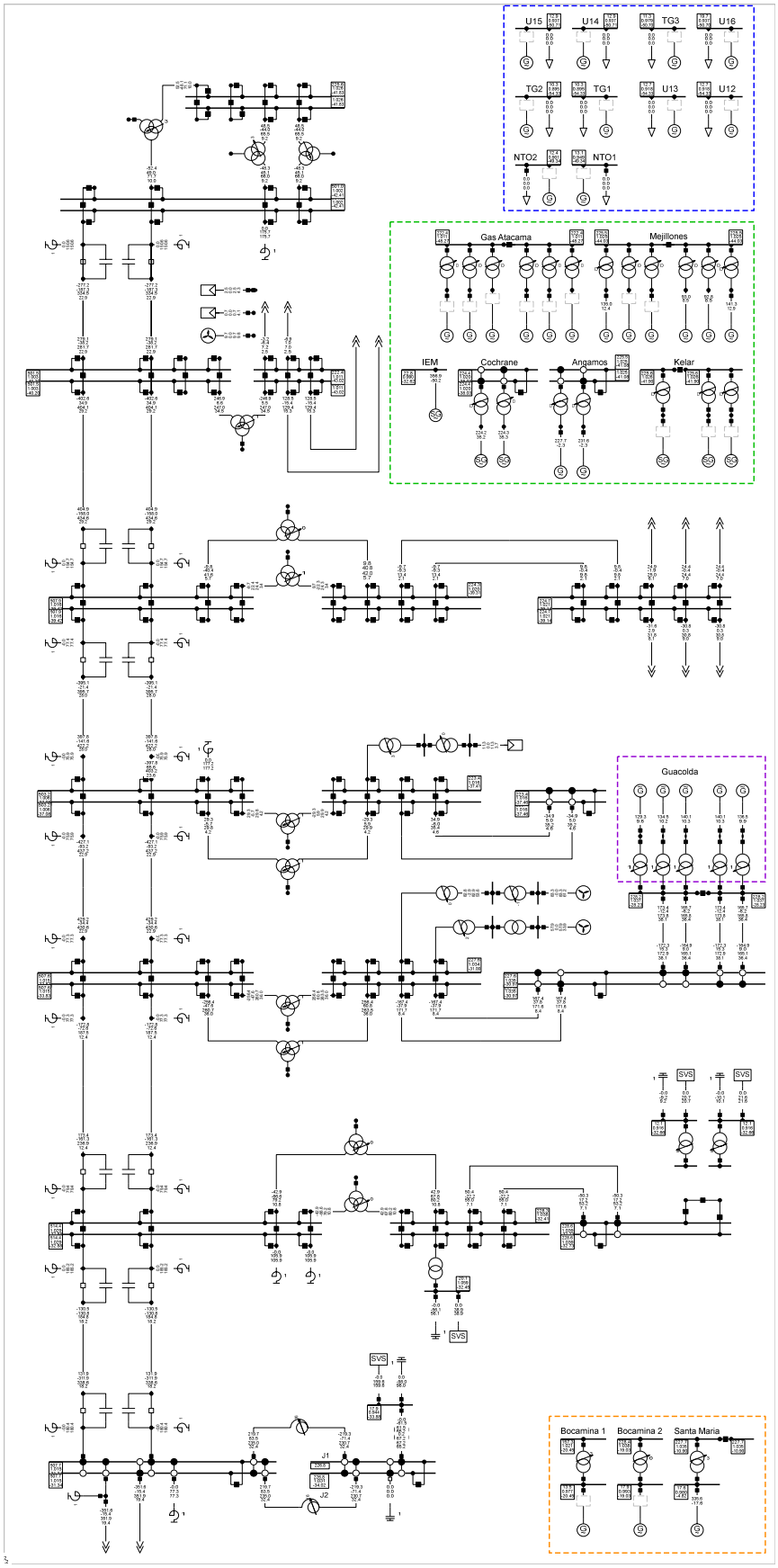
NCER AT: Nueva Compensación de Energía Reactiva conectado en Alta Tensión.

13 ANEXO 5: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RESILIENCIA POR MAREMOTOS

13.1 ANÁLISIS ZONA TOCOPILLA

A continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado del sistema de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos, en el cual se representa el flujo de potencia estático ante la salida de servicio de las centrales Tocopilla y Norgener.

En el diagrama unilineal presentado se demuestra que las líneas de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos no presentan un gran nivel de cargabilidad, con una transferencia de aproximadamente 600 MW desde la S/E Cumbres 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. Se concluye por lo tanto que el sistema Nacional entre estas SS/EE opera con criterio de seguridad N-1.

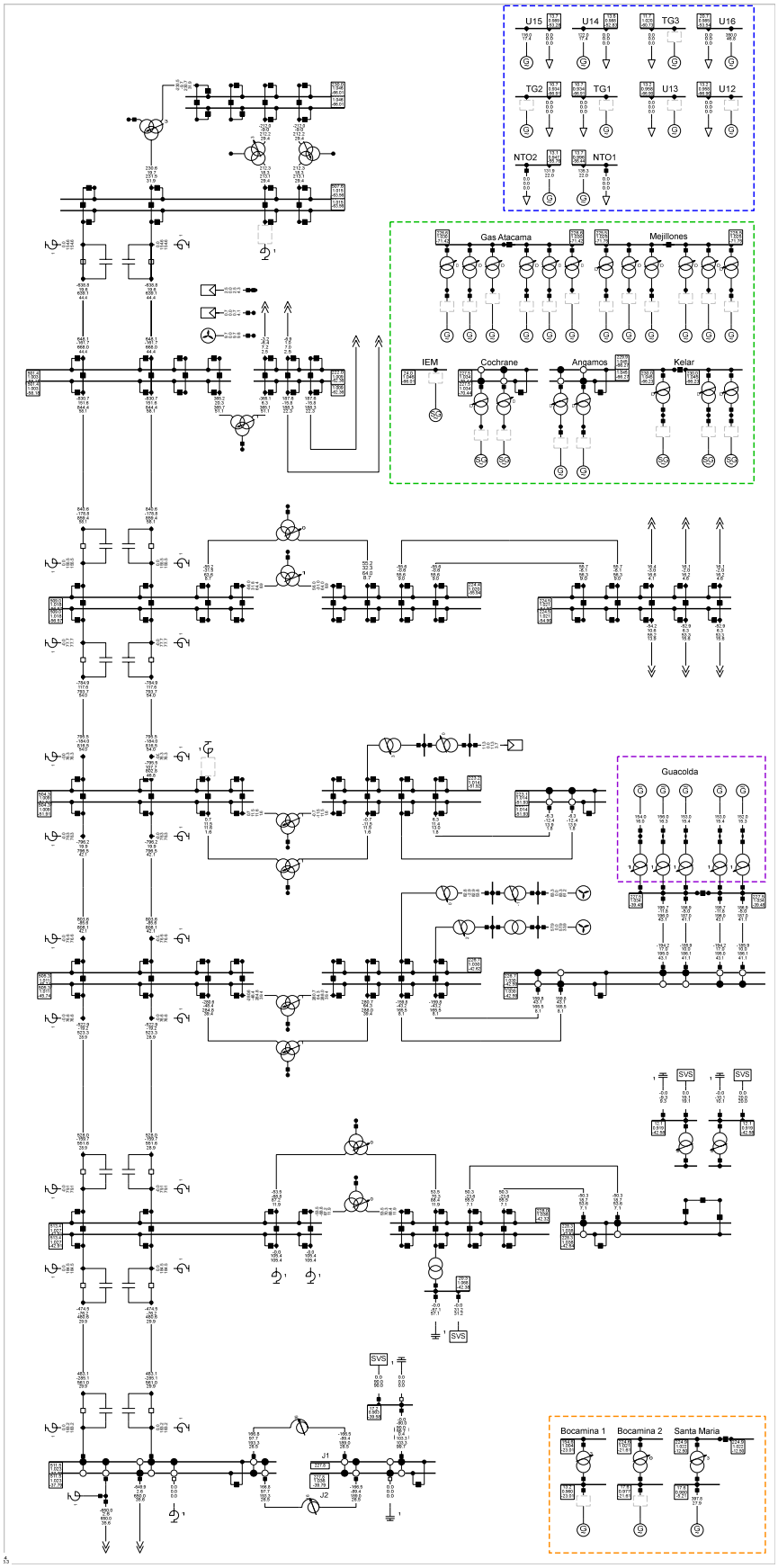

U15
U14
TG3
U16
TG2
TG1
U13
U12
NTO2
NTO1
Gas Atacama
Mejillones
IEM
Cochrane
Angamos
Kelar
Guacolda
SVS
SVS
SVS
Bocamina 1
Bocamina 2
Santa Maria

13.2 ANÁLISIS ZONA MEJILLONES

A continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado del sistema de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos, en el cual se representa el flujo de potencia estático ante la salida de servicio de las siguientes centrales:

- Gas Atacama
- Mejillones
- Cochrane
- Angamos
- Kelar
- Infraestructura Energética Mejillones

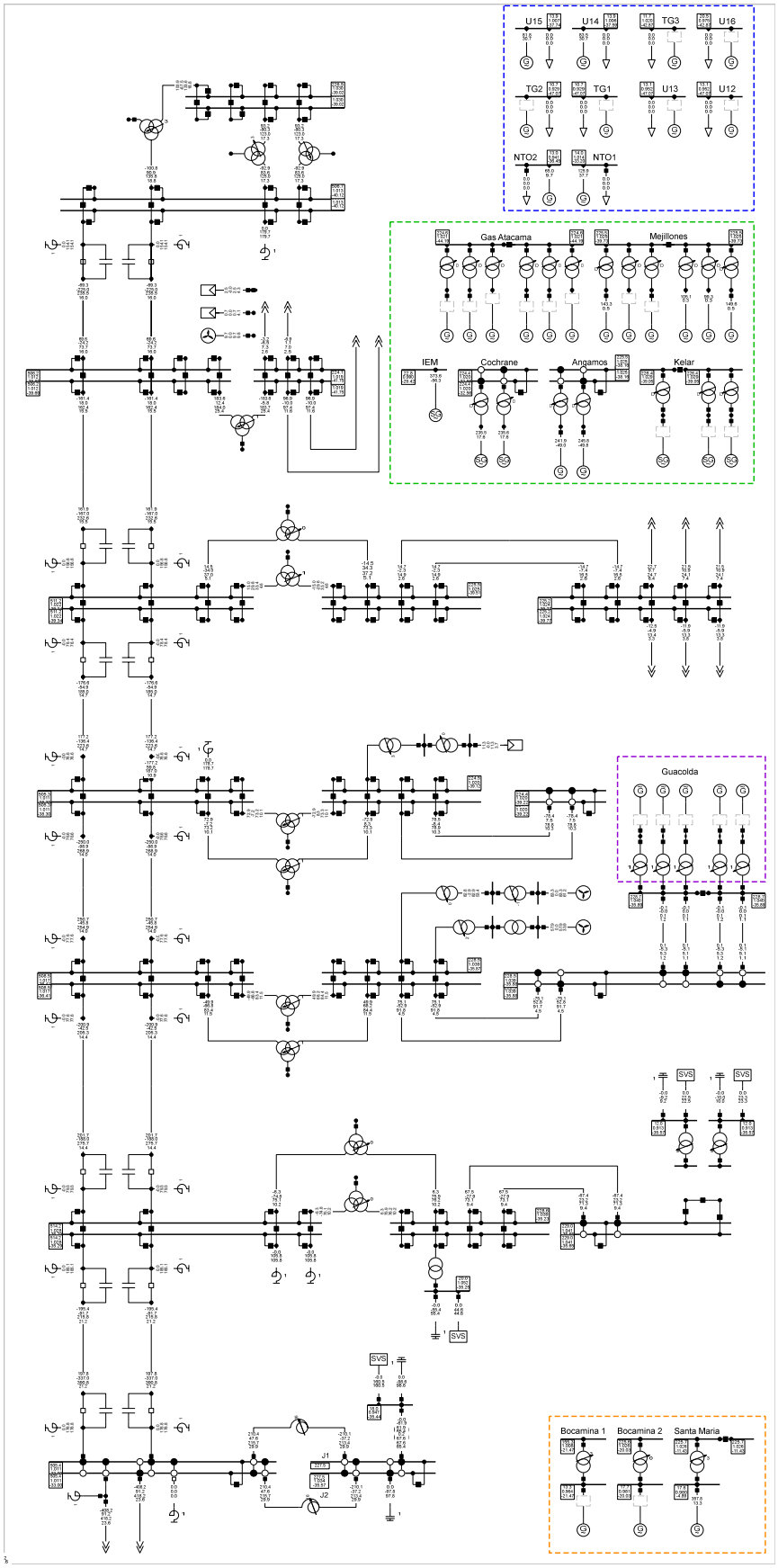
En el diagrama unilineal presentado se demuestra que las líneas de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos presentan un gran nivel de cargabilidad, lo que hace necesario el despacho forzado de las unidades U16, TG1, TG2 y TG3 en la Central Tocopilla. En estas condiciones, se logran transferencias de aproximadamente 1500 MW desde la S/E Cumbres 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV.


U15
U14
TG3
U16
TG2
TG1
U13
U12
NTO2
NTO1
Gas Atacama
Mejillones
IEM
Cochrane
Angamos
Kelar
Guacolda
SVS
SVS
SVS
Bocamina 1
Bocamina 2
Santa Maria

A continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado del sistema de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos, en el cual se representa el flujo de potencia estático ante la salida de servicio de las centrales Tocopilla y Norgener.

En el diagrama unilineal presentado se demuestra que las líneas de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos no presentan un gran nivel de cargabilidad, con una transferencia de aproximadamente 600 MW desde la S/E Cumbres 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. Se concluye por lo tanto que el sistema Nacional entre estas SS/EE opera con criterio de seguridad N-1.

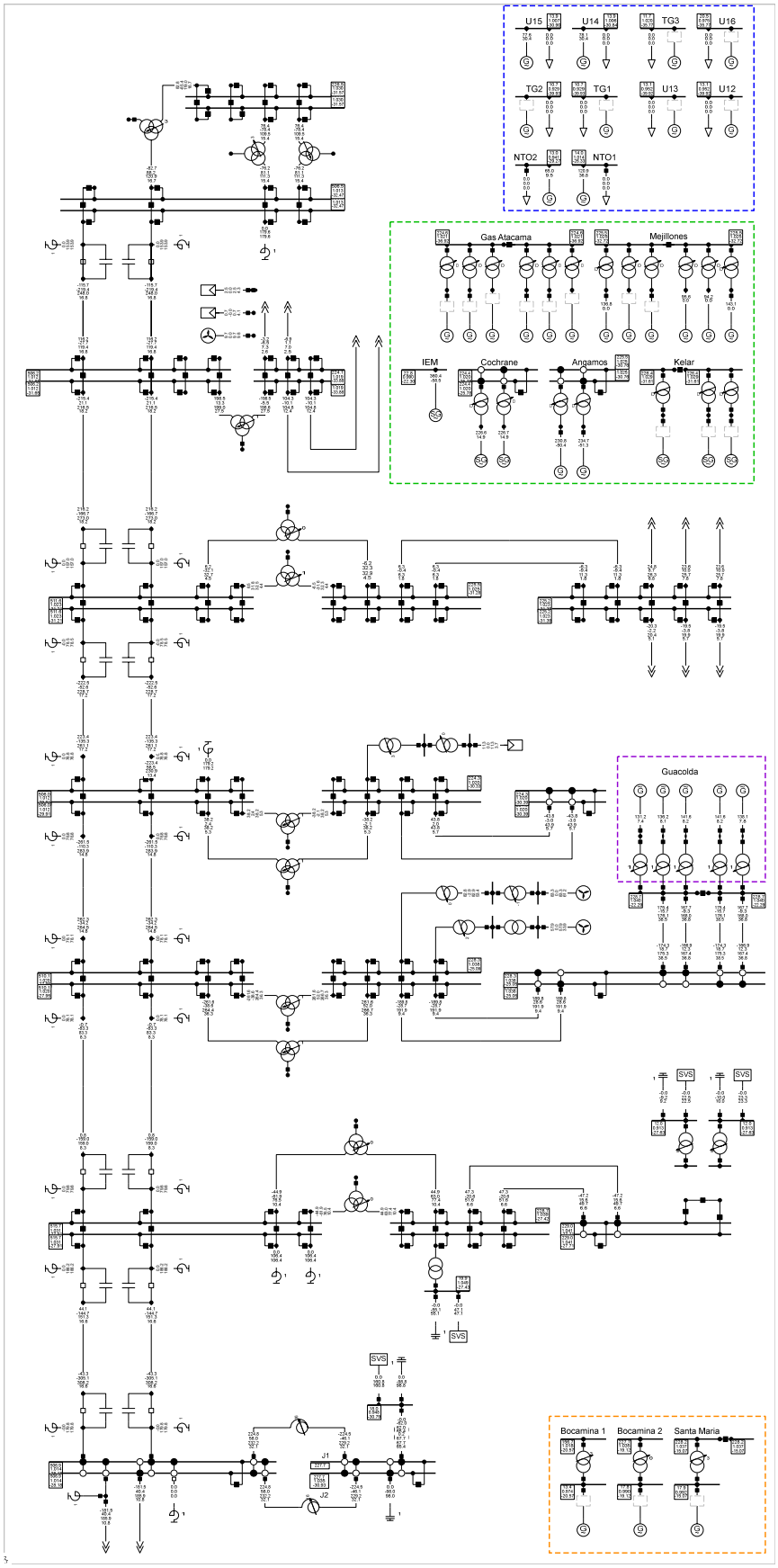
Adicionalmente, la figura presentada permite concluir que la estabilidad de tensión estática en la zona de la S/E Maitencillo no se ve afectada ante la indisponibilidad de la Central Guacolda, incluso tomando en cuenta bajas transferencias por el sistema de transmisión de 500 kV.


U15
U14
TG3
U16
TG2
TG1
U13
U12
NTO2
NTO1
Gas Atacama
Mejillones
IEM
Cochrane
Angamos
Kelar
Guacolda
SVS
SVS
SVS
Bocamina 1
Bocamina 2
Santa Maria

13.3 ANÁLISIS ZONA CORONEL

A continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado del sistema de 220 y 154 kV entre las SS/EE Charrúa y Coronel, en el cual se representa el flujo de potencia estático ante la salida de servicio de las centrales Bocamina 1, Bocamina 2 y Santa María.

En el diagrama unilineal presentado se demuestra que las líneas de 220 kV y 154 kV no presentan un gran nivel de cargabilidad, con una transferencia máxima de entre 100 y 180 MW por las líneas de 220 kV que van desde la S/E Charrúa hacia las SS/EE del sistema de interés. Se concluye, por lo tanto, que el sistema de trasmisión entre estas SS/EE opera con criterio de seguridad N-1.


U15
U14
TG3
U16
TG2
TG1
U13
U12
NTO2
NTO1
Gas Atacama
Mejillones
IEM
Cochrane
Angamos
Kelar
Guacolda
SVS
SVS
SVS
Bocamina 1
Bocamina 2
Santa Maria

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

ARTÍCULO TERCERO: Notifíquese la presente resolución mediante correo electrónico a los participantes y usuarios e instituciones interesadas debidamente inscritos en el Registro de Participación Ciudadana actualizado mediante Resolución Exenta N° 801 de 2019, quienes podrán presentar a la Comisión sus observaciones al Informe Técnico Preliminar, con estricta sujeción al siguiente formato:

Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	**Observación**	**Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)**
1.-		
2.-		
Observaciones respecto de materias no consideradas en el Informe Técnico Preliminar	**Observación**	**Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)**
1.-		
2.-		

Las observaciones al Informe Técnico Preliminar deberán ser enviadas en formato digital al correo electrónico plandeexpansion2019@cne.cl dentro del plazo de diez días hábiles contados desde su recepción.

Anótese.

JOSÉ VENEGAS MALUENDA
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía

DFD/DPR/EEG/AAA/LZG/CVM

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