PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN - 2020

PROCESO DE PLANIFICACIÓN PARA LA TRANSMISIÓN 2020

22 de enero de 2020

SUBGERENCIA DE PLANIFICACIÓN

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Juan Carlos Araneda T. – Subgerente de Planificación

REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe del Departamento de Planificación Eléctrica

AUTORES

Nombre	Cargo
Giovani Bastidas H.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Francisco Becerra Y.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Manuel Bravo M.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Goyeneche R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Pablo Jerez C.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitivo	Publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

CONTENIDO

1 RESUMEN EJECUTIVO 4

2 INTRODUCCIÓN 11

3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS 13

3.1 OFERTA 13
3.2 ESCENARIO A 15
3.3 ESCENARIO B 16
3.4 ESCENARIO C 17
3.5 DEMANDA 18

4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO 27

4.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL 27
4.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ZONAL 34

5 DIAGNÓSTICO 51

5.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO 52
5.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA 73
5.3 ZONA QUINTA REGIÓN 92
5.4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA 107
5.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA 123
5.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ 144

6 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES 167

7 ANALISIS Y SOLUCIONES 168

7.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO 168
7.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA 175
7.3 ZONA QUINTA REGIÓN 181
7.4 ZONA METROPOLITANA 188
7.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA 195
7.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ 255

8 RECOMENDACIONES 266

8.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO 267
8.2 ZONA QUINTA REGIÓN Y METROPOLITANA 268
8.3 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA 269
8.4 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ 272

1 RESUMEN EJECUTIVO

Con el objetivo de determinar el comportamiento del sistema eléctrico y las opciones óptimas de expansión de la transmisión, el estudio de planificación realizado por el Coordinador considera una proyección de la demanda de energía y potencia para un horizonte de 20 años, utilizando herramientas de previsión estocástica y encuestas a grandes consumidores. Por el lado de la previsión de la oferta, se elaboraron cinco escenarios, a partir de los datos actualizados del Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) liderado por el Ministerio de Energía. Los escenarios fueron desarrollados mediante modelos de optimización de inversiones en generación y transmisión, dando cuenta de requerimientos de reserva de corto plazo para el control frecuencia del sistema producto de la alta inserción probable de energía renovable variable (ERV) y los requerimientos estructurales de grandes desarrollos de transmisión coherentes con dicha inserción geográficamente localizable. Dentro de los 5 escenarios de expansión considerados, obtenidos a partir de los supuestos de expansión de la PELP, dos escenarios consideran una matriz hidrológica reducida a los últimos 20 años de la estadística, buscando reflejar condiciones de menor disponibilidad del recurso hídrico en el futuro, mientras que los otros tres escenarios utilizan una matriz de 58 hidrologías históricas. Junto con lo anterior, se realizaron sensibilizaciones en los costos promedio de inversión de las tecnologías, todos obtenidos a partir de la PELP.

Con la modelación del sistema eléctrico y los escenarios de expansión, se realizan simulaciones de la operación de largo plazo del sistema en las cuales se minimizan los costos de operación y falla del sistema en el horizonte de planificación, bajo diversas condiciones hidrológicas y de variabilidad de generación ERV. Los resultados obtenidos a partir de la simulación de la operación de largo plazo son utilizados para la elaboración de diversos estudios eléctricos y para la determinación del uso esperado del sistema de transmisión, verificando el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

Para las instalaciones de transmisión zonal se aplicó una metodología que busca revisar la suficiencia de éstas, a partir de una proyección de demanda que incorpora encuestas a las empresas de distribución, además de la condición de temperatura ambiente en las zonas analizadas. A partir de ello, se verificó el nivel de cargabilidad de los transformadores AT/MT, para posteriormente, y a partir de perfiles de demanda máximas coincidentes, determinar la cargabilidad de transformadores AT/AT y líneas de transmisión. Finalmente, se realizaron análisis específicos en aquellas zonas donde se determinaron perfiles de tensión fuera de los rangos permitidos por la NTSyCS, y que por consiguiente pudiesen afectar los estándares de seguridad y calidad de servicio. A partir de estos análisis realizados para el horizonte de planificación, y dando énfasis al período 2020-2025, se identificó un conjunto de obras de expansión del sistema de transmisión zonal que permitiesen garantizar el abastecimiento de la demanda en condiciones normales de operación, y dar cumplimiento a los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos por la NTSyCS.

Como resultado del presente estudio se ha determinado la propuesta de expansión anual 2020 para los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En resumen, la propuesta está compuesta por 5 proyectos pertenecientes al segmento de transmisión nacional equivalentes a 34,4 millones de dólares y 38 proyectos del segmento de transmisión zonal equivalentes a 95,6 millones de dólares, las cuales totalizan un valor de inversión de 130 millones de dólares, cuya necesidad se analizaron en este proceso 2020

El detalle de los proyectos propuestos para el Proceso de Expansión de la Transmisión 2020 se encuentra en la tabla 1-1 y tabla 1-2.

Tabla 1-1 Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2020 Transmisión Nacional

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra	Zona
1	Ampliación en S/E Crucero	-	-	ago-23	Inmediata	Nacional	24	9,3	Mejora el estándar de la subestación de acuerdo con criterios de diseño y permite la conexión de nuevos proyectos de generación en la zona.	Ampliación	**Zona Arica -Diego de Almagro**
2	Nuevo Reactor de Barra en S/E Ancoa 500 kV, cambio de TT/CC línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa en extremo S/E Ancoa y cambio de TT/CC en líneas 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, Circuitos 1 y 2, en ambos extremos.			ago-23	Inmediata	Nacional	24	11,5	Permite el control de tensión en la barra de 500 kV en la S/E Ancoa en demanda baja. Adicionalmente, permite el uso de las líneas acorde a su capacidad nominal.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
3	Readecuación del Paño J6 y reemplazo de TT/CC en paños K1 Y K2 de S/E Charrúa.	-	-	ago-23	Inmediata	Nacional	24	4,1	Evita la sobrecarga de la línea 154 kV Hualpén - San Vicente, ante desconexión de la sección N°2 de la S/E Charrúa 220 kV. Adicionalmente, el reemplazo de los TT/CC permite el uso de las líneas acorde a su capacidad nominal.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
4	Ampliación S/E Rio Malleco e incorporación de Reactor 80 MVAr.			ago-23	Inmediata	Nacional	24	5,3	Evita problemas de regulación de tensión en zona sur en condición demanda baja y ampliación permite conexión de futura línea 2x220 kV Entre Ríos-Ciruelos.	Ampliación	**Zona Charrúa - Chiloé**
5	Nuevo reactor de 80 MVAr en la S/E Nueva Ancud			ago-23	Inmediata	Nacional	24	4,2	Evita problemas de regulación de tensión en zona sur en condición demanda baja.	Ampliación	**Zona Charrúa - Chiloé**

Tabla 1-2 Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2020 Transmisión Zonal

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra	Zona
1	Reemplazo Transformador 110/23 kV de 10 MVA a 40 MVA en Tap Off La Negra	40	-	ago-23	Inmediata	Zonal	24	2,3	Evita sobrecarga de transformadores existentes en Tap-Off La Negra.	Ampliación	**Zona Arica - Diego de Almagro**
2	Reemplazo Transformador 110/23 kV de 5 MVA a 10 MVA en S/E Taltal (ELECDA)	30	-	ago-23	Inmediata	Zonal	24	1,7	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Taltal (ELECDA).	Ampliación	**Zona Diego de Almagro - Quillota**
3	Aumento de capacidad línea 1x110 KV Las Vegas – Esperanza y habilitación segundo circuito, más Aumento de Capacidad Línea 110 kV Esperanza – Nueva S/E Rio Aconcagua	180	0,3	ago-23	Inmediata	Zonal	24	5,4	Robustez y seguridad a Sistema Transmisión Zona Quinta.	Ampliación	**Zona Quinta**
4	Aumento de Capacidad línea 2x110 KV By pass Los Andes – S/E Los Maquis.	180	21	ago-23	Inmediata	Zonal	24	4,0	Robustez y seguridad a Sistema Transmisión Zona Quinta.	Ampliación	**Zona Quinta**
5	Aumento de Capacidad S/E Santa Marta 110 /12 kV de 20 MVA a 50 MVA	50		feb-23	Inmediata	Zonal	18	3,8	Robustez y seguridad a Sistema Transmisión Zona Metropolitana.	Ampliación	**Zona Metropolitana**
6	Aumento de capacidad línea 2x110 KV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores	250	8,3	ago-23	Inmediata	Zonal	24	2,9	Robustez y seguridad a Sistema Transmisión Zona Metropolitana.	Ampliación	**Zona Metropolitana**
7	Nuevo Transformador 66/15 kV de 30 MVA en S/E Cachapoal.	30	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,7	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Cachapoal.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
8	Reemplazo de unidad de 66/15 kV 9,4 MVA por unidad de 66/15 kV 20 MVA en S/E Chimbarongo.	20	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	1,9	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Chimbarongo.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
9	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 10 MVA S/E Cocharcas	10		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,0	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Cocharcas.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra	Zona
10	Nuevo Transformador de 69/15,3 kV de 30 MVA en S/E Fátima	30	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,3	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Fátima.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
11	Nuevo Transformador de 66/33-23 kV de 15 MVA en S/E Hualte.	10	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Hualte.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
12	Nuevo Transformador de 66/24-13,8 kV de 20 MVA en S/E Marchigue.	30	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,3	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Marchigue.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
13	Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 10 MVA en S/E Parronal.	10	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,3	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Parronal.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
14	Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 10 MVA en S/E Placilla.	5	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,0	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Placilla.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
15	Nuevo Transformador de 33/23 kV de 10 MVA en S/E Quirihue	10		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,7	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Quirihue.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
16	Nuevo Transformador de 66/13,2 kV de 15 MVA en S/E Rauquén.	15	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,4	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Rauquén.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
17	Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 16 MVA en S/E San Rafael.	16		feb-23	Inmediata	Zonal	18	3,9	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E San Rafael	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
18	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 20 MVA en S/E Quilmos II	30		feb-23	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Santa Elvira.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
19	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 30 MVA en S/E Talca.	30		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,4	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Talca.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
20	Nuevo Transformador de 66/13,2 kV de 25 MVA en S/E Tres Esquinas.	10		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,4	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Tres Esquinas.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
21	Nuevo Transformador de 154/69/13,8 kV de 60/75 MVA en S/E Punta Cortés.	75		feb-23	Inmediata	Zonal	18	4,3	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Punta de Cortés	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
22	Reemplazo de unidad de 154/69/14,8 kV 17,5/25 MVA por una unidad de 154/69/14,8 kV 60/75 MVA en S/E Teno.	75		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,6	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Teno	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra	Zona
23	Nuevo Transformador de 300 MVA, reemplazo de BBCC en terciario de transformador N°1 y reemplazo de TT/CC paños A3 y A4 en S/E Itahue	300		ago-23	inmediata	Zonal	24	13,2	Permite incrementar la seguridad N-1 de la zona, junto con preservar la seguridad ante aperturas del sistema de 154 kV al norte de la S/E Itahue	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
24	Aumento de Capacidad Línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa (1)	60	4,6	ago-23	Inmediata	Zonal	24	0,9	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
25	Aumento de Capacidad Línea 1x33 kV Quilmo – Lajuelas (1)	60	8,5	ago-23	Inmediata	Zonal				Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
26	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin	60	4,5	ago-23	Inmediata	Zonal	24	0,9	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
27	Aumento de Capacidad Línea 1x66 Kv Tap Off Los Lirios – Chumaquito (2)	60	6,3	ago-23	Inmediata	Zonal	24	2,2	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
28	Aumento de Capacidad línea 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios a 90MVA (2)	90	7,3	ago-23	Inmediata	Zonal				Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
29	Aumento de capacidad Línea 2x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza a 90 MVA (2)	90	2	ago-23	Inmediata	Zonal				Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
30	Aumento de Capacidad línea 2x66 kV Molina – Curicó a 60 MVA	60	15,5	ago-23	Inmediata	Zonal	24	4,1	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
31	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado a 90 MVA (3)	90	2	ago-23	Inmediata	Zonal	24	0,9	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
32	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Off Tres Esquinas – Tres Esquinas a 60 MVA (3)	60	0,3	ago-23	Inmediata	Zonal				Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
33	Aumento de Capacidad línea 1x66 kV Villa Prat - Parronal a 60 MVA	60	8	ago-23	Inmediata	Zonal	24	1,4	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra	Zona
34	BB/CC en S/E Monterrico	-	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,1	Mejorar la regulación de tensión en la zona Alto Jahuel – Charrúa en época estival con alta demanda.	Calidad del Servicio	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
35	Aumento de Capacidad de Barra 66 kV S/E Rancagua.	-	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	0,6	Por requerimiento de desarrollo de nuevos proyectos para la zona.	Ampliación	**Zona Alto Jahuel - Charrúa**
36	Nuevo Transformador 66/13,8 kV 16 MVA S/E Los Lagos.	16	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,4	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Los Lagos	Ampliación	**Zona Charrúa - Chiloé**
37	Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Ancud	16	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	3,4	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Ancud.	Ampliación	**Zona Charrúa - Chiloé**
38	Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Pid Pid.	16	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,7	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Pid Pid.	Ampliación	**Zona Charrúa - Chiloé**

(1), (2), (3) Proyectos que debido a su localización y envergadura se presentan agrupados.

2 INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Informe de Propuesta de la Expansión de los Sistemas de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, el cual se enmarca en el proceso de Planificación de la Transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos, que anualmente comienza con la recomendación que el Coordinador debe realizar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante los primeros quince días de cada año.

Dicha propuesta debe basarse en los criterios dispuestos en el artículo 87° del referido cuerpo legal, los cuales dicen relación con la minimización de riesgos de abastecimiento, creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, necesidad y eficiencia económica para los escenarios energéticos definidos por el Ministerio de Energía y la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes para la expansión eficiente del sistema eléctrico. En este sentido, se debe considerar que el reglamento que determinará el procedimiento metodológico para planificar la expansión del sistema de transmisión con las holguras y redundancias que incluyan los criterios señalados. En relación con lo anterior, el Coordinador ha estimado pertinente considerar criterios y elementos metodológicos que ha desarrollado durante el último tiempo y ha incluido en las recomendaciones previas.

Este informe se encuentra dividido en siete capítulos, cuyo contenido se resume a continuación:

Resumen Ejecutivo:
Corresponde al Resumen con los resultados de la Propuesta de Expansión de los Sistemas de Transmisión del SEN.

Introducción:
Corresponde a la introducción del informe, que entrega el contexto y resume el contenido de la propuesta de expansión de la transmisión.

Consideraciones generales y supuestos:
En este capítulo se sintetizan los resultados de la aplicación metodológica para las materias de oferta y demanda, detallados respectivamente en los Apéndices I y II de este documento.

En lo que respecta a la demanda, se presenta la previsión del consumo para 20 años. Es importante destacar que la elaboración de la previsión de demanda es realizada combinando un método top-down con herramientas estocásticas de simulación y panel de países OCDE, junto con una variante bottom-up, mediante la realización de encuestas a grandes clientes libres.

En términos de la generación futura, se entrega la información relevante y descriptiva de los escenarios de oferta desarrollados. La elaboración de los escenarios de generación contemplan el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, llevado a cabo por el Ministerio de Energía, aplicando herramientas de co-optimización, que dan cuenta de las restricciones sobre los requerimientos de control de frecuencia y seguimiento de la demanda que presenta el sistema en

el horizonte de estudio (20 años), así como los requerimientos estructurales generales y eficientes de transmisión que implican grandes bloques de nueva generación en dicho horizonte.

Metodología de desarrollo del estudio:
Este capítulo está enfocado en describir el proceso de la planificación de expansión la red de transmisión, dado que el diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional es una etapa de este proceso.

Diagnóstico:
En este capítulo se presentan y analizan los principales resultados del diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional segmentado en 6 zonas geográficas:

- Sistema Zona Arica – Diego de Almagro.
- Sistema Zona Diego de Almagro – Quillota.
- Sistema Zona Quinta Región.
- Sistema Zona Región Metropolitana.
- Sistema Zona Alto Jahuel – Charrúa.
- Sistema Zona Charrúa – Chiloé.

Análisis de propuestas de Expansión de la Transmisión:
En este capítulo se desarrollan los estudios de requerimiento de expansión a partir de los resultados del diagnóstico previo. Dichos análisis están separados para el Sistema de Transmisión Nacional y los Sistemas Zonales. Para el Sistema Nacional, se estudiaron ampliaciones y obras nuevas en particular en las zonas donde se prevén congestiones relevantes o problemas de seguridad de servicio, tales como las áreas comprendidas entre Kimal- Lagunas y Maitencillo - Punta Colorada, en el entorno de Alto Jahuel, y al sur de Charrúa. También se estudia en este capítulo, requerimientos de compensación reactiva para la utilización más eficiente de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional.

En relación con la Transmisión Zonal, se desarrollaron análisis de la mayor parte de los sistemas, concentrándose principalmente en aquellos cuya infraestructura requiriera cumplir los criterios de suficiencia y luego de seguridad de servicio. Para este objetivo, se realizaron análisis de capacidad de transporte de las instalaciones en función de la temperatura ambiente a la que están expuestas, determinación de máximas demandas coincidentes y luego determinación de las cargabilidades para transformadores y líneas de transmisión.

Recomendación de Expansión de la Transmisión:
Este Capítulo resume la recomendación de obras de expansión de los Sistemas de Transmisión que el Coordinador emite con motivo del presente informe, a la Comisión Nacional de Energía y a la industria en general.

3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS

3.1 OFERTA

De conformidad con el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), el proceso de Planificación de la Transmisión debe considerar la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que desarrolla el Ministerio de Energía, utilizando en este proceso los supuestos más relevantes para la elaboración de los planes de obras de generación de largo plazo, tales como los costos de inversión, los potenciales de generación por zona, y los supuestos para la conformación de escenarios energéticos de largo plazo. Sin embargo, con la finalidad de dar cumplimiento a los criterios de planificación contenidos en el mismo artículo, y a los desafíos operativos impuestos por la inserción de ERV, es necesario realizar la optimización de los planes de obra considerando la propuesta metodológica presentada en el Apéndice I, por lo tanto, se consideran solo los supuestos de la PELP como información de entrada a los modelos de optimización planteados y no de manera estricta los resultados de dicho estudio. Sin perjuicio de lo anterior, se verifica que existe convergencia entre los resultados obtenidos por el Coordinador y los resultados de la PELP elaborada por el Ministerio de Energía. Adicionalmente, tomando en consideración la reducción de los volúmenes de afluentes en las distintas cuencas nacionales, se incluyen dos escenarios con una matriz hidrológica reducida a los últimos 20 años, buscando reflejar las condiciones de menor disponibilidad del recurso hídrico observadas en las cuencas del país.

La tabla 3-1 ilustra las principales variables consideradas para la generación de escenarios. Adicionalmente, los siguientes numerales de este documento presentan una caracterización de cada uno de ellos. Es preciso mencionar que todos los valores referenciales de inversión utilizados son coincidentes con los provistos y utilizados por el Ministerio de Energía en la PELP, mientras que los precios de combustibles son los utilizados por la CNE en el Informe de Precios de Nudo Definitivo (ITD) vigente a la elaboración de este estudio.

Además, se destaca que solo los escenarios A, B y C, fueron considerados para la etapa de optimización conjunta generación-transmisión en la confección del plan de obras, mientras que los escenarios D y E corresponden a los escenarios B y C considerando solo las ultimas 20 hidrologías en su matriz para la simulación de la operación.

En base a lo anterior, solo se detallan los resultados obtenidos de la optimización para los escenarios A, B y C.

Tabla 3-1. Variables consideradas en la confección de los Planes de Obras de Generación.

.Combinatoria Supuestos		Escenario A - Base	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
VI Tecnologías de Generación	Solar FV	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	Solar CSP	Referencial	Bajo	Referencial	Referencial	Referencial
	Eólico	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	Geotermia	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	Hidráulica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	GNL	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
Sistemas de Almacenamiento	Baterías	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	Bombeo	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
Precios Combustibles		Referencial - ITD	Referencial - ITD	Referencial - ITD	Referencial - ITD	Referencial - ITD
Curva de Descarbonización	2019-2024	Acuerdo MinEnergía	Acuerdo MinEnergía	Acuerdo MinEnergía	Acuerdo MinEnergía	Acuerdo MinEnergía
	2024 -->	Vida útil de centrales	Vida útil de centrales	Salida Acelerada MinEnergía	Vida útil de centrales	Salida Acelerada MinEnergía
Demanda energética		Base - Coordinador	Base - Coordinador	Base - Coordinador	Base - Coordinador	Base - Coordinador
Matriz Hidrológica[1]		58 hidrologías	58 hidrologías	58 hidrologías	20 últimas hidrologías	20 últimas hidrologías
Restricciones ambientales y oposición social a proyectos		Alta	Alta	Alta	Alta	Alta

[1] Los escenarios D y E incorporan el sesgo hidrológico en la etapa de Coordinación Hidrotérmica. Por consiguiente, lo que se indica para los escenarios B y C en los numerales sucesivos es también válido respectivamente para los escenarios D y E.

3.2 ESCENARIO A

El Escenario A constituye la condición Base para este estudio. En este escenario, los valores de inversión que se utilizan son básicamente los que indican en las referencias utilizadas en la PELP. La figura 3.1 entrega una gráfica de la capacidad instalada adicional que es propuesta en este escenario. Adicionalmente, la tabla 3-2 resume la individualización en cantidades de estas capacidades por tecnología y año.

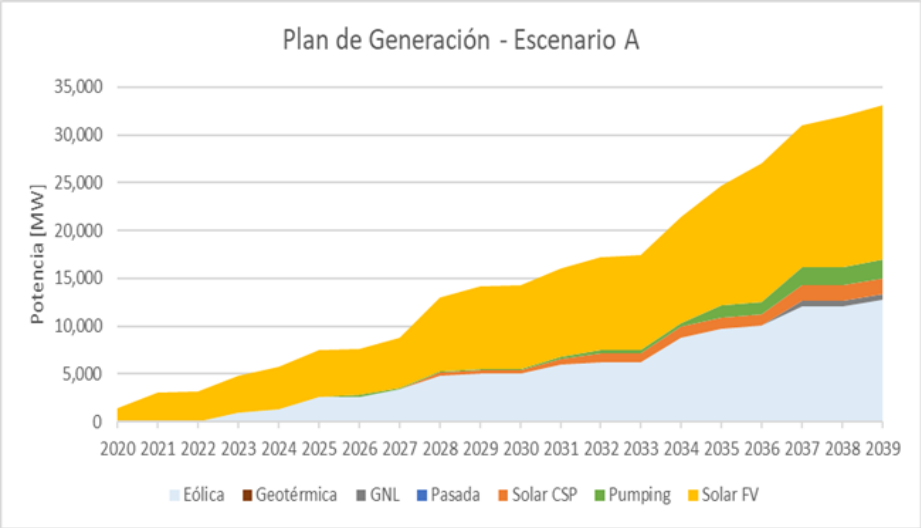


Figura 3.1. Capacidad instalada adicional, escenario A.

Tabla 3-2. Capacidad instalada adicional, escenario A.

	Eolica	Geo	GNL	Pasada	CSP	Bombeo	FV
2020	0	0	0	0	0	0	1,450
2021	0	0	0	0	0	0	3,000
2022	0	0	0	0	0	0	3,200
2023	950	0	0	0	0	0	3,800
2024	1,250	0	0	0	0	0	4,450
2025	2,550	0	0	0	0	0	4,900
2026	2,550	0	0	0	0	200	4,900
2027	3,350	0	0	0	0	200	5,200
2028	4,800	0	0	0	300	200	7,650
2029	5,050	0	0	0	300	200	8,600
2030	5,050	0	0	0	300	200	8,700
2031	5,950	0	0	0	650	200	9,200
2032	6,200	0	0	0	900	400	9,750
2033	6,200	0	0	0	900	400	9,900
2034	8,800	0	0	0	1,100	400	11,100
2035	9,700	0	0	0	1,200	1,300	12,500
2036	10,050	0	0	0	1,200	1,300	14,450
2037	12,000	0	575	0	1,650	1,900	14,850
2038	12,000	0	575	0	1,650	1,900	15,800
2039	12,800	0	575	0	1,650	1,900	16,200

3.3 ESCENARIO B

El escenario B constituye la primera sensibilidad sobre el caso base, donde se utiliza el costo de inversión bajo para la tecnología CSP, conforme lo establece la PELP. La figura 3.2 ilustra la capacidad de generación adicional requerida bajo esta proyección y, adicionalmente, la tabla 3-3, describe las cantidades anuales que se han modelado.

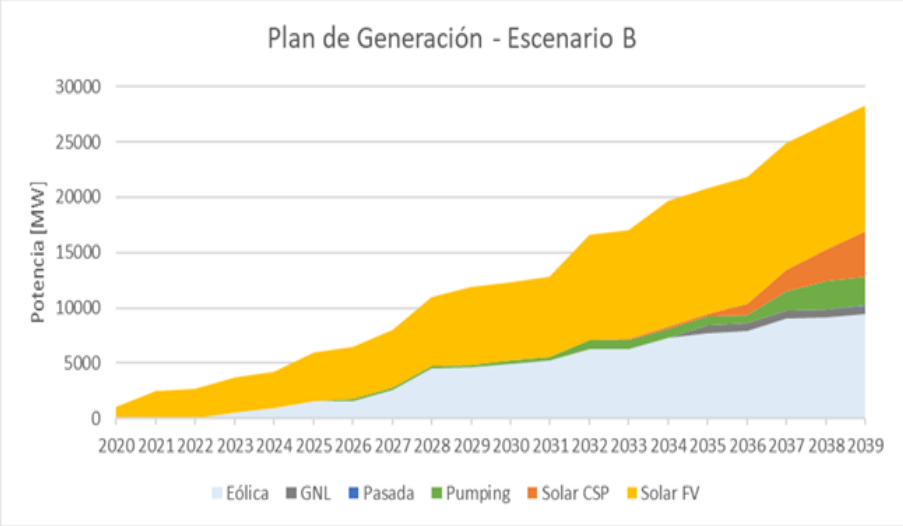


Figura 3.2. Capacidad instalada adicional, escenario B.

Tabla 3-3. Capacidad instalada adicional, escenario B.

	Eolica	Bombeo	GNL	Pasada	CSP	FV
2020	0	0	0	0	0	1100
2021	0	0	0	0	0	2500
2022	0	0	0	0	0	2700
2023	500	0	0	0	0	3200
2024	900	0	0	0	0	3350
2025	1550	0	0	0	0	4400
2026	1550	200	0	0	0	4750
2027	2600	200	0	0	0	5250
2028	4481	300	0	0	0	6150
2029	4581	300	0	0	0	7000
2030	4931	300	0	0	0	7100
2031	5231	300	0	0	0	7250
2032	6281	800	0	0	0	9550
2033	6281	800	0	0	90	9850
2034	7281	800	0	0	200	11400
2035	7731	800	700	0	200	11400
2036	7881	800	700	0	1030	11400
2037	9031	1800	700	0	1950	11400
2038	9131	2600	700	0	2850	11400
2039	9431	2600	700	100	4050	11400

3.4 ESCENARIO C

El escenario C, buscando facilitar un análisis de mayores requerimientos de potencia en el sistema, incorpora el tren de descarbonización acelerado propuesto en la PELP del Ministerio de Energía. La figura 3.3 ilustra la capacidad de generación adicional requerida bajo esta proyección. La tabla 3-4 describe las cantidades anuales que se han modelado.

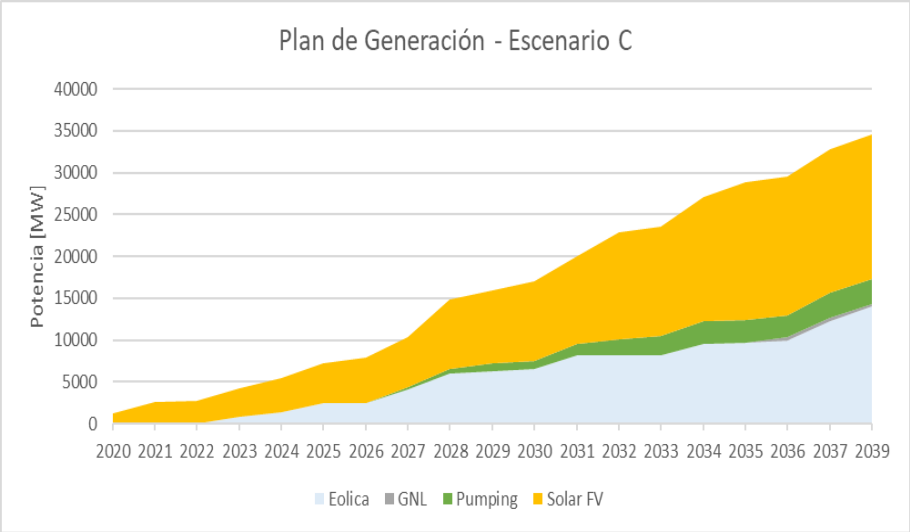


Figura 3.3. Capacidad instalada adicional, escenario C.

Tabla 3-4. Capacidad instalada adicional, escenario C.

	Eolica	GNL	Bombeo	FV
2020	0	0	0	1,300
2021	0	0	0	2,650
2022	0	0	0	2,750
2023	900	0	0	3,350
2024	1,450	0	0	4,050
2025	2,450	0	0	4,850
2026	2,500	0	0	5,400
2027	4,150	0	200	6,050
2028	6,050	0	500	8,350
2029	6,350	0	900	8,750
2030	6,550	0	900	9,550
2031	8,150	0	1,400	10,400
2032	8,200	0	1,900	12,750
2033	8,200	0	2,300	13,000
2034	9,500	0	2,700	14,850
2035	9,650	0	2,700	16,500
2036	9,950	350	2,700	16,600
2037	12,300	350	3,000	17,150
2039	14,000	350	3,000	17,150

3.5 DEMANDA

La previsión de demanda se efectúa a través de una metodología que captura el patrón histórico de la relación entre la demanda eléctrica y sus principales variables determinantes, generando modelos representativos de consumo eléctrico.

Finalmente, las previsiones de demanda se desarrollan en base a la proyección de variables determinantes, entre las que se encuentra el desempeño económico del país (Imacec), crecimiento de la población y vivienda, precio de la electricidad.

La previsión de demanda se estructura en series de proyección para cada barra modelada del sistema con resolución mensual para cada año del horizonte 2019 – 2039.

La metodología de previsión de demanda es profundizada en el Informe de Proyección de Demanda Eléctrica 2019 – 2039 adjunto en el Apéndice II de este documento, el cual es resumido en el capítulo 3.5.3.

3.5.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2019 – 2039 AJUSTADA

Producto de los eventos sociales ocurridos en Chile en los meses de octubre de 2019, se realiza un escenario ajustado de demanda basado en las nuevas expectativas económicas informadas por el Banco Central, con el objetivo de desarrollar sensibilidades puntuales en los diagnósticos del Sistema Eléctrico Nacional, recalcando el peso de las proyecciones de desarrollo económico del país en los modelos de previsión de demanda.

En la tabla 3-5 muestra un resumen de los resultados obtenidos en las previsiones de demanda, mientras que en la figura 3.4 se muestra la proyección de demanda ajustada 2019 – 2039.

Se destaca que las proyecciones de Clientes Libres Cobre corresponden a las previsiones base, debido a que los insumos de los modelos para estos clientes provienen de las encuestas 2019 (DE01981-19), las cuales deben ser actualizadas incorporando todos los nuevos antecedentes posteriores al 31 de junio de 2019.

La metodología de ajuste de expectativas económicas se profundiza en el capítulo 4 del Apéndice II.

Tabla 3-5: Tasas de Crecimiento Anual Medio de Demanda.

Sector	Crecimiento Anual Medio
Regulados	**3.3%**
Libre No Cobre	**0.9%**
Libre Cobre	**1.4%**
Global	**2.4%**

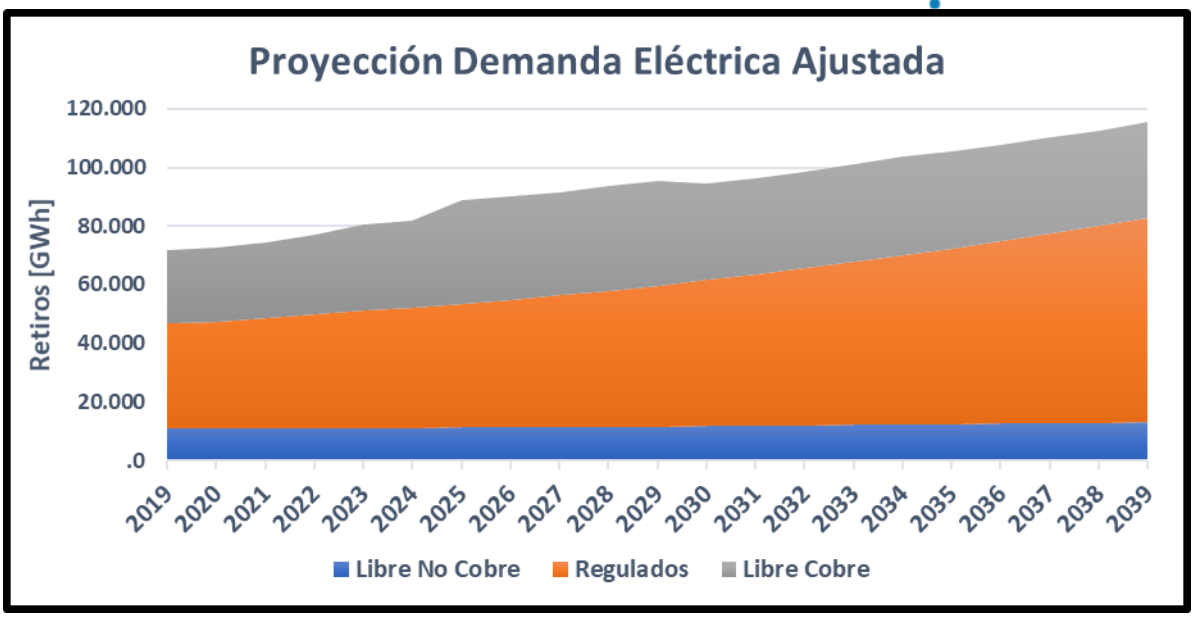


Figura 3.4. Proyección de la demanda nacional de energía 2019 – 2039 Ajustada.

En las siguientes figuras, se muestran los resultados desagregados por tipo de cliente, en donde es posible observar que el perfil de crecimiento de los Clientes Regulados y Libres No Cobre, fue afectado por las nuevas expectativas económicas 2020 y 2021.

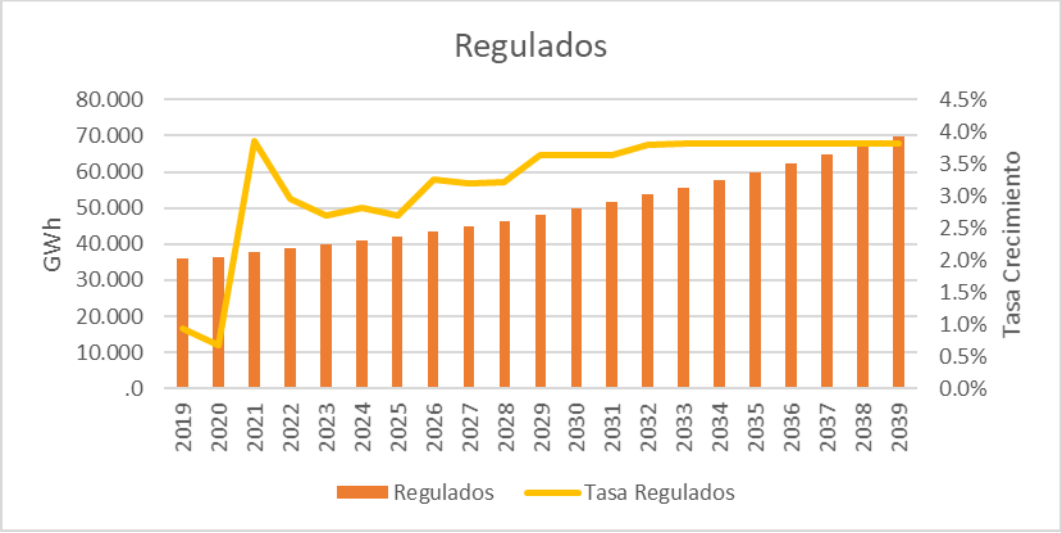


Figura 3.5. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes regulados 2019 – 2039 Ajustada.

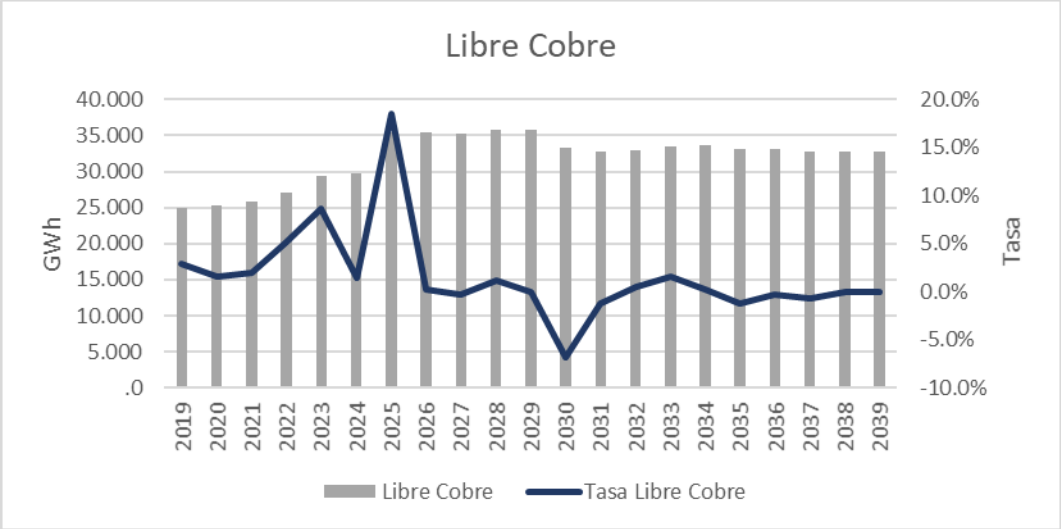


Figura 3.6. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes libres - cobre 2019 – 2039 Ajustada.

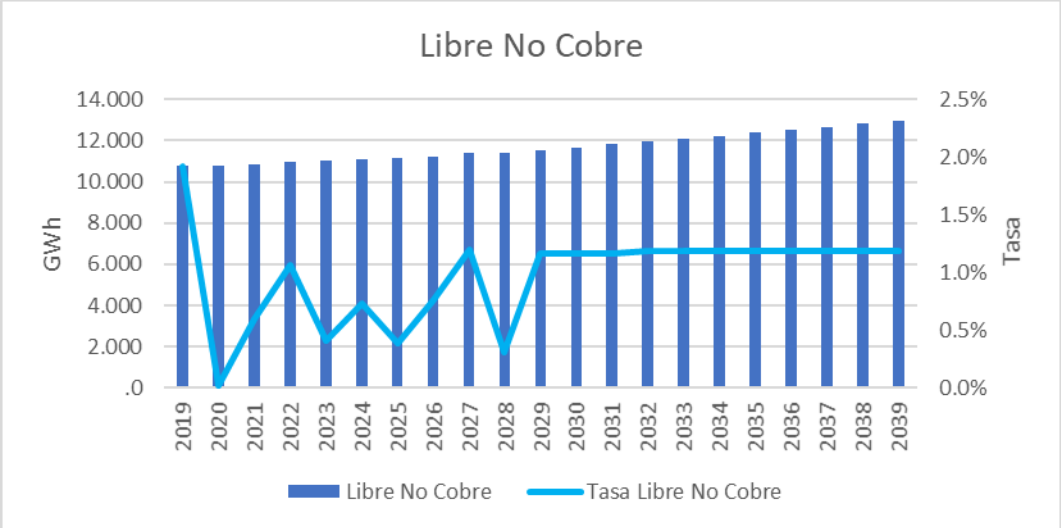


Figura 3.7. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes libres - no cobre 2019 – 2039 Ajustada.

3.5.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2019 – 2039 DEL DIAGNÓSTICO

De la figura 3.9 a la figura 3.11, se muestra la evolución de la demanda proyectada de energía en el periodo 2019 – 2039 para los tipos de clientes definidos en la metodología (vegetativos, industriales y grandes clientes) bajo los supuestos previos a octubre de 2019 y a partir de los cuales se desarrolló el diagnóstico de uso del sistema de transmisión 2020.

Las series completas de proyecciones se encuentran en el Apéndice II de este informe.

En la tabla 3-6 se muestra el resumen de los resultados de proyección de demanda base.

Tabla 3-6: Tasas de Crecimiento Anual Medio de Demanda.

Sector	Crecimiento Anual Medio
Regulados	4.7%
Libre No Cobre	1.0%
Libre Cobre	1.4%
Global	3.3%

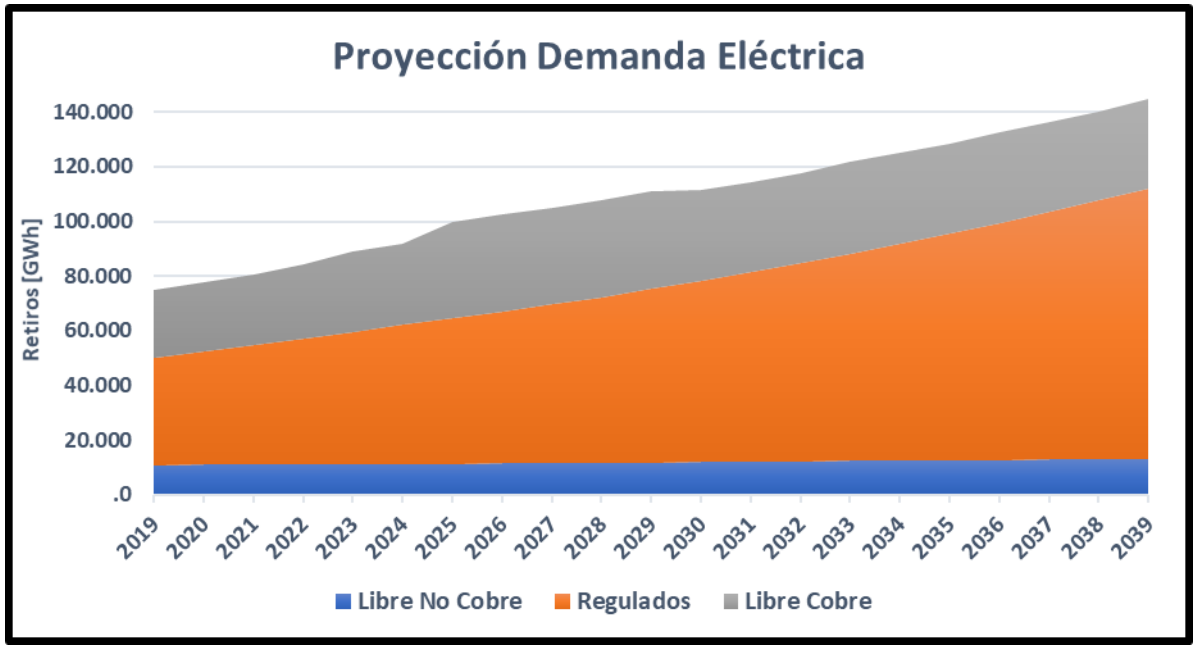


Figura 3.8. Proyección de la demanda nacional de energía 2019 – 2039.

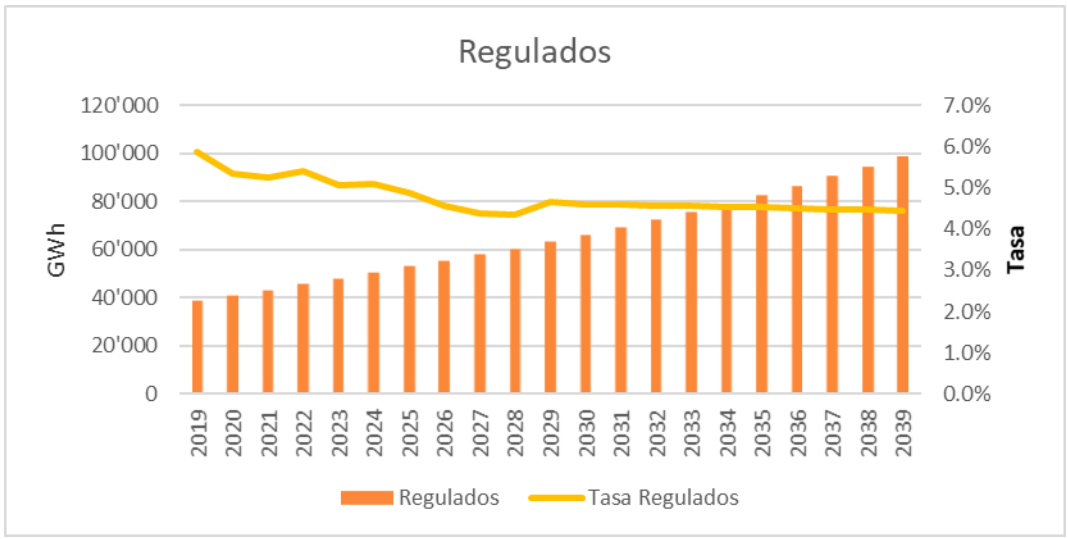


Figura 3.9. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes regulados 2019 – 2039.

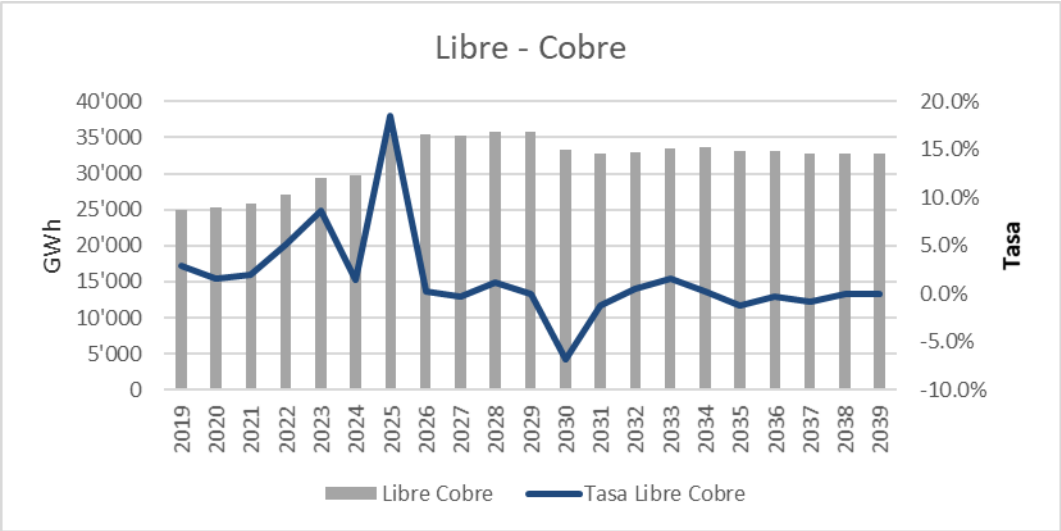


Figura 3.10. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes libres - cobre 2019 – 2039.

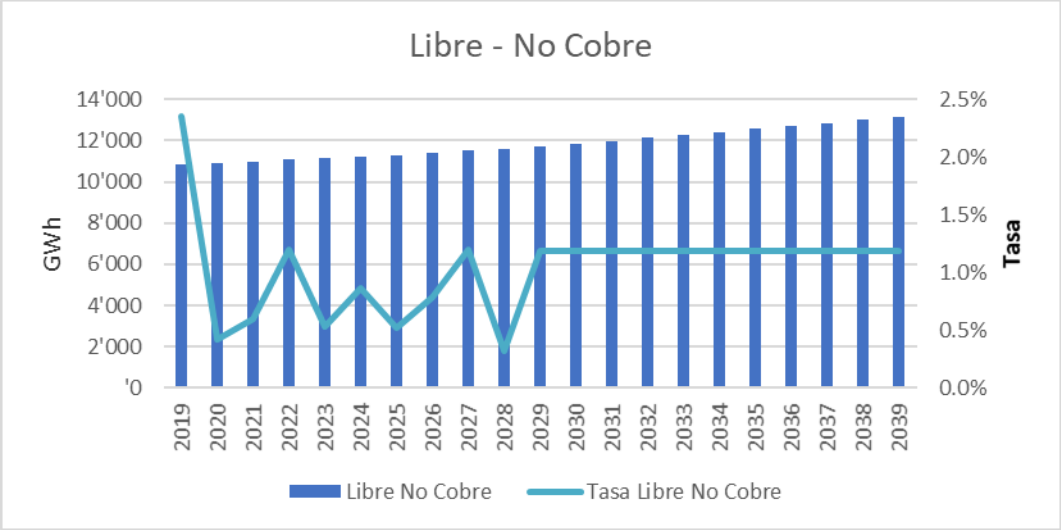


Figura 3.11. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes libres - no cobre 2019 – 2039.

3.5.3 METODOLOGÍA DE PREVISIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

La metodología de previsión de la demanda eléctrica se resume en la figura 3.12, que muestra detalladamente sus tres etapas principales.

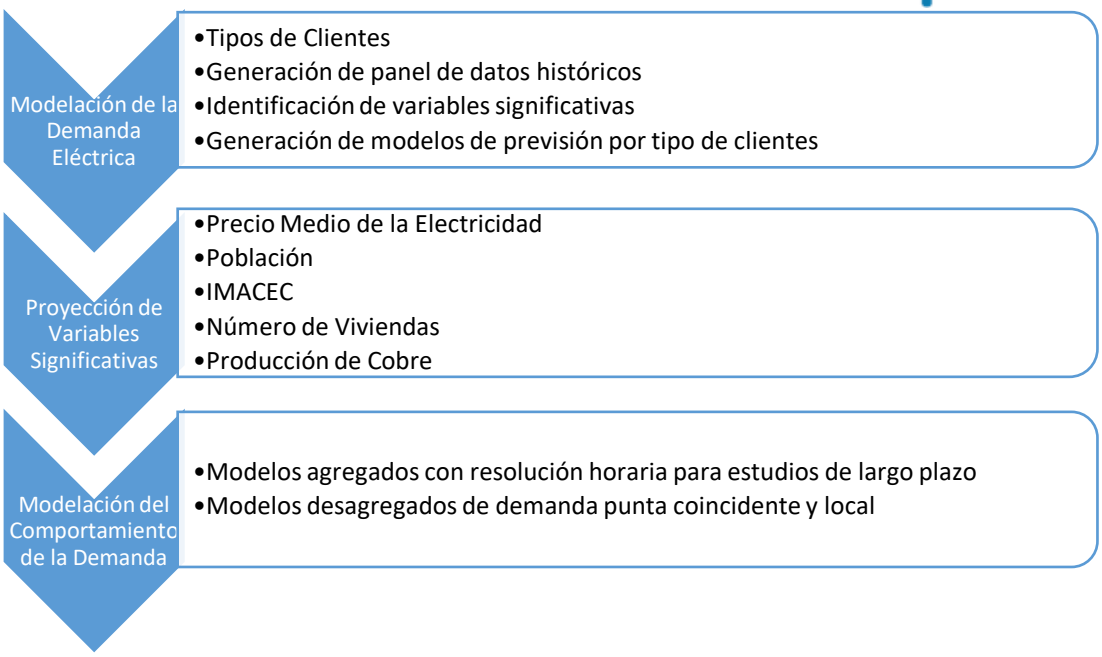


Figura 3.12. Metodología de Previsión de la Demanda Eléctrica.

3.5.3.1 Modelación de la Demanda Eléctrica

La modelación de la demanda consiste en determinar las variables explicativas del consumo eléctrico, donde se busca testear y cuantificar el efecto de los distintos potenciales determinantes de la demanda, utilizando el patrón histórico de comportamiento reflejado en los datos. Lo anterior se consigue dividiendo la demanda por los tipos de clientes indicados a continuación:

- **Clientes Regulados:** Principalmente consumos domiciliarios, los cuales pueden incluir fracciones de clientes del sector industrial que se encuentran sumergidos en estos datos históricos.

- **Clientes Libres Productores de Cobre:** Empresas mineras de la industria del cobre que son identificadas en sus respectivas barras.

- **Clientes Libres No productores de Cobre:** Empresas de diversos sectores productivos que no se guían por las tarifas reguladas y que por el volumen de datos no es posible desagregar sectorialmente.

Los datos históricos de demanda eléctrica utilizados para cada uno de estos clientes comprenden los meses entre enero 2010 y diciembre 2017, y contemplan los retiros en 570 barras pertenecientes a 199 comunas en 14 regiones durante 96 meses.

Adicionalmente, para las variables significativas, se utilizan los índices de actividad económica, que contemplan el registro público online del Banco Central, la producción de cobre por empresa minera y el precio del cobre desde las estadísticas de la Corporación Chilena del Cobre (COCHILCO), que

dispone de valores anuales y mensuales desde 1960, y para la estimación del valor proyectado de la población (a nivel nacional) se usa la tendencia definida por el estudio del Instituto Nacional de Estadísticas (INE) del año 2011.
Además, se realizan encuestas a clientes industriales por medio de la carta DE 01981-19 enviada el 9 de abril de 2019, en la cual se solicitan las previsiones de energía y potencia máxima mensual para el periodo 2019 – 2039.
Finalmente, también se incluye una proyección del número de viviendas tomando como referencia la metodología MAPS del año 2013.

3.5.3.2 Proyección de Variables Significativas

La figura 3.13 muestra la proyección del Índice Mensual de Actividad Económica (IMACEC) bajo los supuestos y expectativas previas a octubre de 2019, mientras que en la figura 3.14 se muestra el ajuste realizado a partir de la Encuesta de Expectativas económicas e Informe de Política Monetaria de diciembre de 2019 del Banco Central.

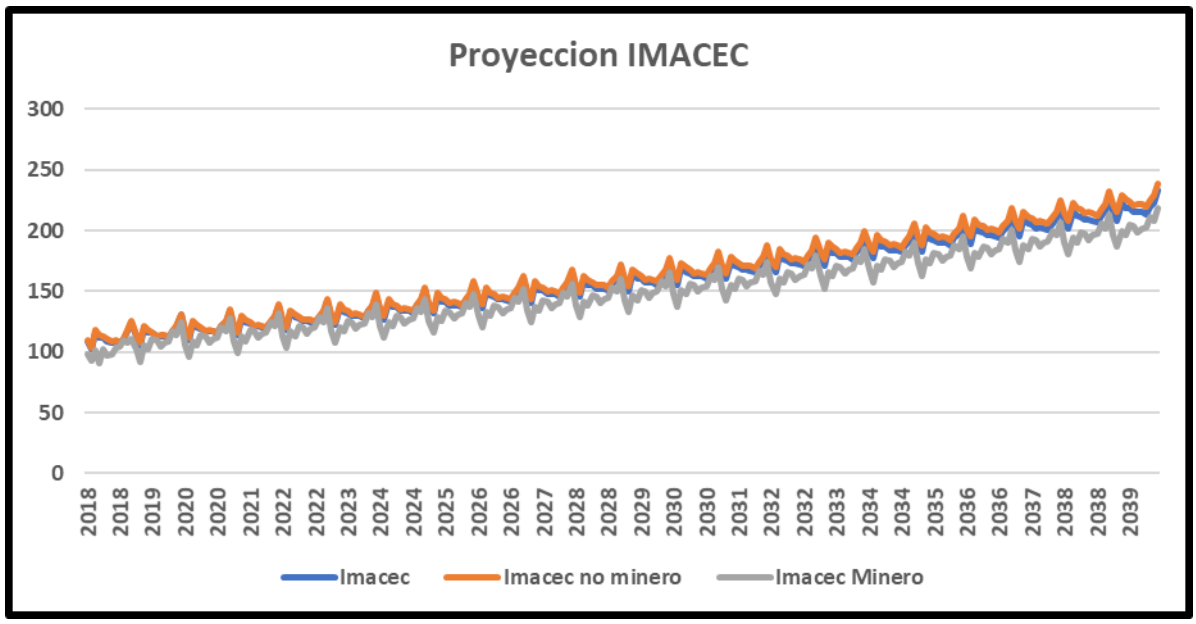


Figura 3.13. Proyección IMACEC.

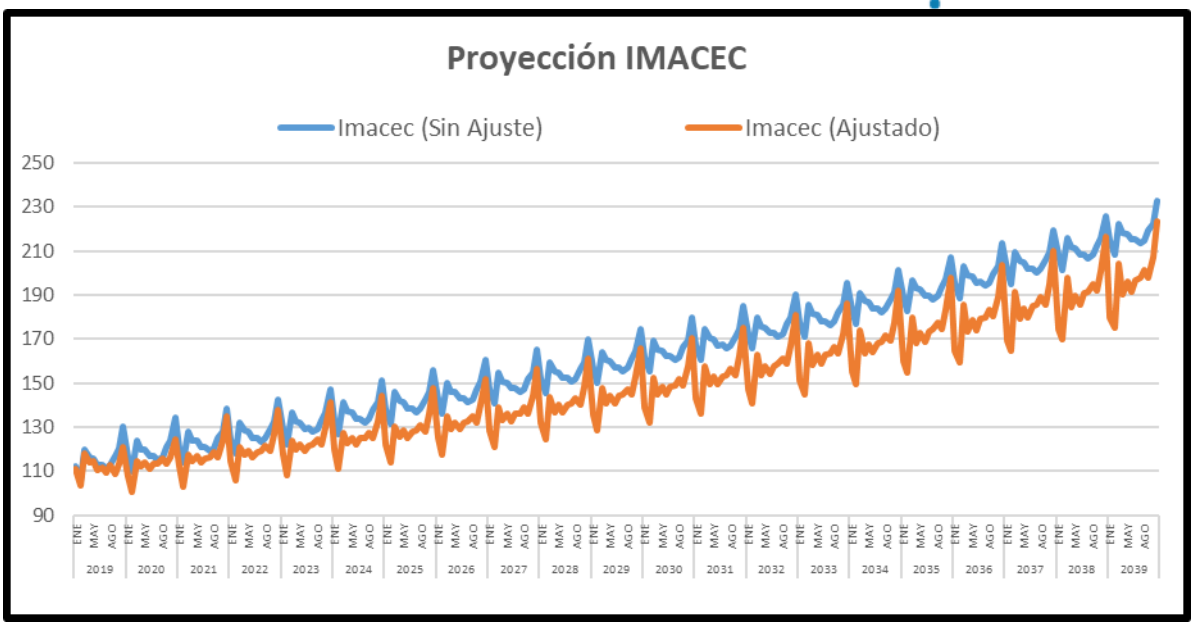


Figura 3.14. Proyección IMACEC Ajustada.

En la figura 3.15 y figura 3.16, se muestra la proyección del precio de la electricidad y la proyección demográfica, respectivamente, las cuales provienen de información pública.

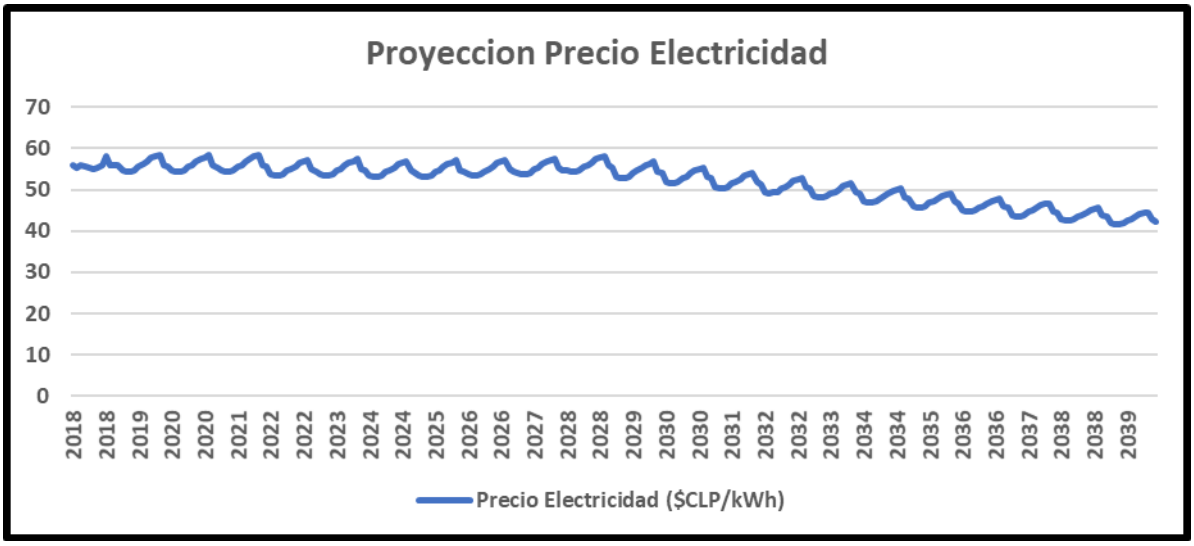


Figura 3.15: Proyección de Precio de la Electricidad.

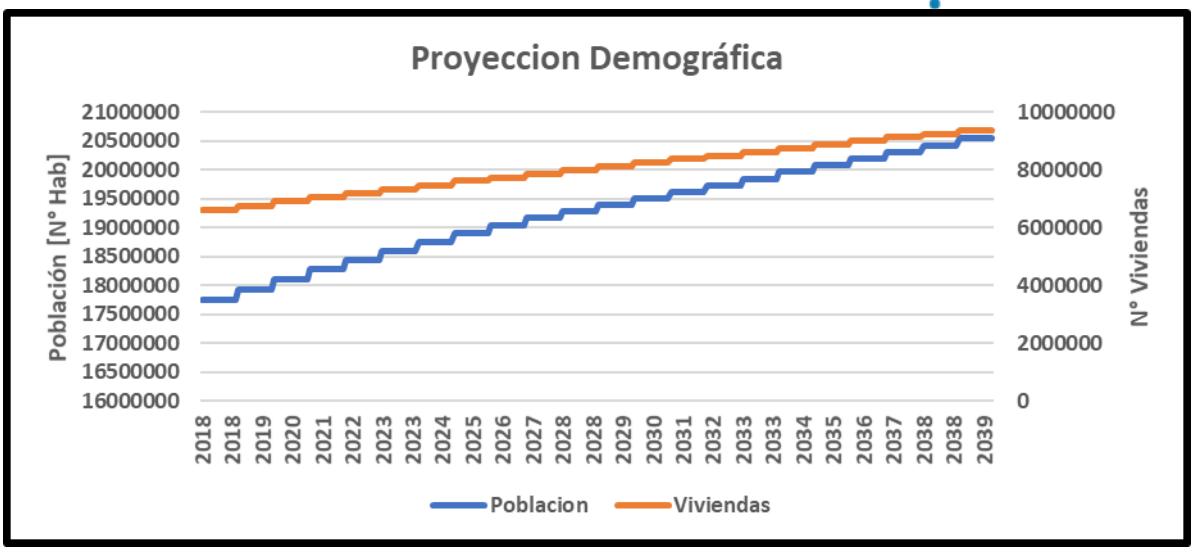


Figura 3.16. Proyección demográfica.

3.5.3.3 Modelación del Comportamiento de la Demanda

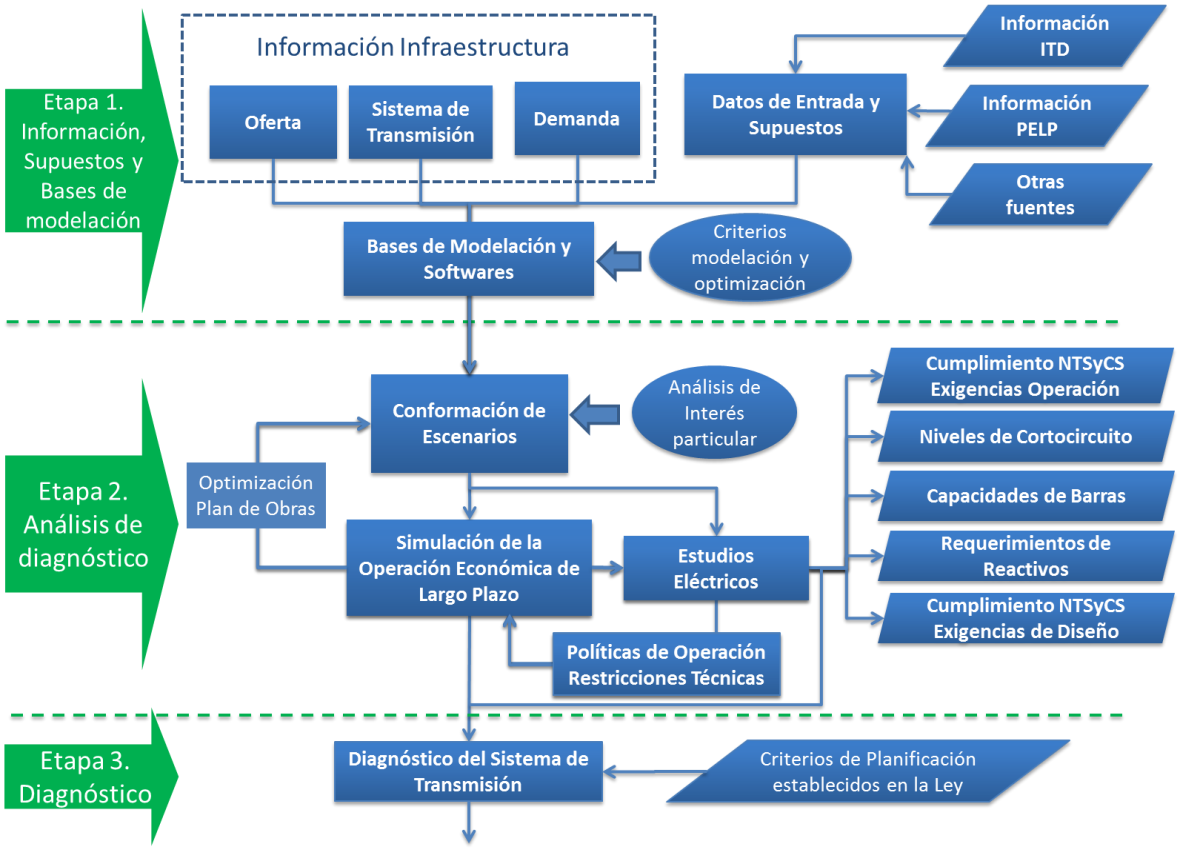
La modelación de la demanda en los distintos estudios realizados por el Coordinador es principalmente definida por los enfoques de largo y mediano plazo presentes en cada uno. En general, los estudios de largo plazo requieren un menor detalle en la desagregación de los consumos, pero mayor detalle en la modelación de la distribución horaria de los consumos energéticos y de potencia en cada punto de interés en el sistema, lo cual se realiza construyendo perfiles de demanda anuales. Por otro lado, los estudios de mediano plazo requieren mayor detalle en la desagregación de los consumos, con enfoque en obtener el consumo de potencia que genera la mayor exigencia en los sistemas de transmisión en estudio, lo cual se realiza obteniendo las demandas de punta locales y coincidentes. En ambos casos, se utilizan los datos históricos del año anterior a la realización del estudio (año base), los cuales son proyectados de acuerdo con las previsiones energéticas.

4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL

La etapa de diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional está inmersa en el proceso de la planificación de expansión de la red de transmisión la cual es detalladas en este capítulo. Este proceso considera seis etapas relevantes, tales como la recolección de información y determinación de supuestos para la modelación, análisis y estudios para diagnóstico de Largo Plazo, el diagnóstico de la utilización esperada del sistema, la definición y análisis de desempeño de propuestas de expansión, la evaluación de propuestas de expansión y, finalmente, la definición del plan de obras de transmisión. Este proceso es representado de manera esquemática en las figura 4.1 y figura 4.2.

Figura 4.1. Diagrama del proceso Parte 1.



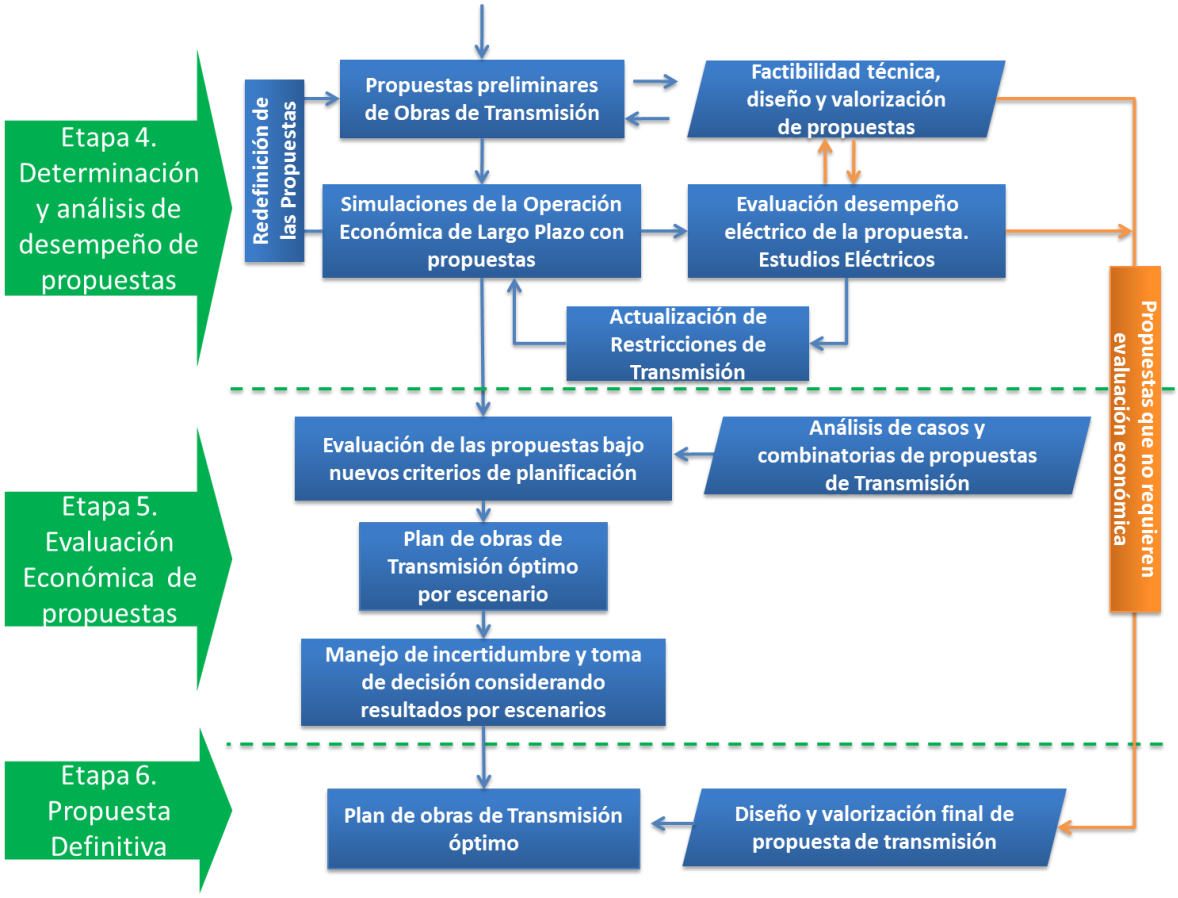


Figura 4.2. Diagrama del proceso Parte 2.

Con el fin de determinar las necesidades de expansión del sistema de transmisión, la utilización esperada del sistema es proyectada con la incorporación de toda la información en las bases de modelación. Lo anterior considera el criterio N-1 como límite de transferencia para todos los tramos actuales del sistema, aumentando dicho límite de transferencia admisible en aquellos tramos en que se observa congestión, ya sea mediante el supuesto de un aumento de capacidad de transmisión acorde a la ejecución de una eventual obra propuesta y sus respectivos plazos de ejecución por medio de la adición de circuitos o transformadores en paralelo a los existentes, o simplemente aumentando la máxima transferencia admisible por el tramo.

A continuación, los resultados de utilización esperada del Sistema de Transmisión Nacional se presentan para cada zona de análisis por medio de gráficos de distinto tipo, tales como de probabilidad de excedencia, temporales o curvas de duración. En los gráficos de probabilidad de excedencia, se despliegan para cada mes, cuatro niveles de transmisión, correspondientes a las transferencias esperadas, asociadas a los percentiles 0%, 20%, 80% y 100%. Estos valores se determinan a partir del universo de transferencias simuladas para cada mes, que resultan de considerar 58 series de afluentes hidrológicas (o 20, según sea el escenario) y generación eólica y

solar; lo anterior, da origen a un igual número de despachos posibles determinados para cada bloque de demanda modelado. De esta manera, las curvas no representan trayectorias de transferencias ordenadas en forma temporal para una determinada secuencia de operación, sino que niveles de transmisión de igual probabilidad de ocurrencia para las diversas condiciones hidrológicas, ventosas y de radiación solar, simuladas a lo largo del horizonte de planificación. Complementariamente, en casos justificados, se utilizan gráficos temporales en donde se muestran las trayectorias de flujos para tres condiciones hidrológicas específicas.

4.1.1 CONSIDERACIONES PARA LA MODELACIÓN

Las bases sobre las cuales se desarrolla el diagnóstico y posteriormente, los análisis de las propuestas de expansión de la transmisión, consideran un levantamiento de la infraestructura de transmisión existente, en construcción y decretada; los proyectos de generación y consumo en construcción, y un set de proyectos con tramitación activa de su conexión a la red, así como también supuestos definidos, tales como proyecciones de planes de obras de generación futuros, costos y disponibilidad de combustibles e insumos principales para la generación.

4.1.1.1 Softwares utilizados

Para la realización del ejercicio de planificación, se consideran tres softwares computacionales:

a) Como herramienta para el análisis de la simulación de la operación en el tiempo, se utilizan los softwares Plexos y PLP. Dichos softwares, incluyen módulos para la simulación de largo plazo del sistema y de coordinación hidrotérmica.
b) Como herramienta para el análisis de cumplimiento de la NTSyCS y la determinación de las restricciones de transmisión, se utiliza el software Power Factory de DigSILENT, con el cual se efectúan los correspondientes estudios de sistemas eléctricos.

4.1.1.2 Definiciones para la modelación en el largo plazo

En los softwares indicados son ingresados todos los datos relevantes del sistema, de tal manera que se represente el funcionamiento del sistema eléctrico de manera adecuada para la realización de los análisis deseados.

Dentro de los datos relevantes que se deben incluir en esta evaluación se tiene:

- ✓ *Bloques de Demanda:* Se consideran, en general, 10 bloques mensuales para el horizonte de planificación. La duración de cada bloque se define a través del uso de técnicas matemáticas que buscan minimizar el error de aproximación que se obtiene al modelar una curva de demanda continua a través de una curva de demanda discreta. Adicionalmente, los bloques definidos buscan compatibilizar una buena representación de la variación de la demanda con la variabilidad de los perfiles horarios de generación ERV.
- ✓ *Perfil ERV:* Las unidades ERV se modelan mediante un perfil horario de generación por zona, el cual se reordena de modo que la generación del parque que se desea representar sea coincidente con la demanda horaria del sistema.
- ✓ *Horizonte de evaluación:* El análisis de expansión de la transmisión considera un horizonte de análisis de 20 años, siendo 2020 el año de inicio.

Luego de la modelación del sistema, se definen los supuestos y consideraciones de la operación con las que se evalúa el desempeño del sistema de transmisión. Dentro de estos supuestos se encuentran:

- ✓ *Pérdidas de las Líneas y transformadores:* El sistema de transmisión es modelado con pérdidas con una aproximación lineal por tramos.
- ✓ *Restricciones de Transmisión:* Se modelan las restricciones de transmisión con criterio N-1 de acuerdo con los proyectos considerados y a las limitaciones encontradas mediante los estudios eléctricos.
- ✓ *Metodología de Coordinación Hidrotérmica PLP*: Para la coordinación hidrotérmica en PLP, se utilizan 58 series hidrológicas históricas simuladas (o 20, según corresponda al escenario), de manera independiente (fase de operación/simulación), previa determinación de la aproximación de la Función de Costos Futuros (FCF) esperados para cada escenario (fase de optimización).
- ✓ *Metodología de Coordinación Hidrotérmica Plexos*: Para la coordinación hidrotérmica en Plexos, se utiliza la metodología *Scenario Wise Decomposition*, que reduce la muestra completa a 12 series representativas para realizar las simulaciones de manera independiente.
- ✓ *Número de Series Hidrológicas:* 58, con información histórica desde 1960 a la fecha (exceptuando los escenarios 3 y 4, donde se utilizan 20 series hidrológicas).
- ✓ *Costo de falla de larga duración (CFLD):* Se considera el CFLD definido en la NTSyCS vigente y actualizado en la Resolución Exenta N°498/2019.

4.1.1.3 Metodología de evaluación de alternativas de expansión

4.1.1.3.1 Metodología de evaluación económica

En aquellas instalaciones del sistema de transmisión en que se detecta la necesidad de evaluar una posible expansión, se modelan proyectos a considerar como alternativas de solución. A continuación, se realizan dos simulaciones de operación, para las situaciones con y sin proyecto, en base a una misma política de gestión de embalses. De cada simulación se obtienen los costos de generación térmica, la energía de falla valorizada a costo de falla de larga duración y el agua embalsada al final del horizonte de planificación valorizada a costo marginal[2], los cuales se consolidan como el promedio sobre las series hidrológicas simuladas. Con los resultados obtenidos de ambas simulaciones, se calcula el valor actual neto (VAN) en caso el proyecto se realice, restando los beneficios en costos de operación y falla con el costo asociado a cubrir el valor de inversión (VI) y el costo de operación y mantenimiento de la obra (COMA).

La evaluación del proyecto de expansión para un tramo en particular se realiza bajo distintas alternativas de ampliación en el resto de los tramos del sistema, en consecuencia, la determinación de la solución más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación y combinación de las opciones posibles de desarrollo.

[2] Costo marginal obtenido como promedio del último año de simulación.

Todo lo anterior se enmarca en un proceso de evaluación social de las alternativas de expansión. De esta forma, y en consistencia con lo expuesto en el artículo 87° de la Ley 20.936/2016, la tasa de actualización utilizada es 6%, que corresponde a la tasa determinada por el Ministerio de Desarrollo Social[3] para este tipo de inversiones.

Como parte de las consideraciones de una evaluación social de proyectos, se debe tener en cuenta que el costo asociado a la construcción y operación de las alternativas de expansión recomendadas debe ser financiado por el conjunto de la sociedad. En consecuencia, el beneficio de la evaluación del proyecto contabiliza únicamente aquellos flujos sociales netos que se generan a partir de la materialización de éste, sin tomar en cuenta los flujos que constituyen transferencias internas entre agentes de la sociedad. En vista de lo anterior, el VAN social se construye mediante la suma de las evaluaciones de cada uno de los agentes de la sociedad.

En el caso particular del sector eléctrico, el egreso neto social previo a la entrada del proyecto corresponde a aquellos desembolsos empleados para la adquisición de activos y materialización del proyecto, mientras que, durante el periodo de operación, los egresos sociales netos corresponden al COMA. Dado lo anterior, la rentabilidad de la empresa transmisora constituye únicamente una transferencia interna entre los agentes del mercado de suma neta cero, ya que esta transferencia representa un ingreso para el transmisor equivalente al egreso que significa para los consumidores.

La estimación del costo del proyecto se realiza mediante una aproximación de la inversión, utilizando la información disponible más fiable. Esta inversión se distribuye durante el periodo de construcción, previo a la entrada en operación, a partir de un cronograma de inversiones típico para proyectos de la misma naturaleza, lo que permite dar cuenta de los intereses intercalarios que se originan en dicho periodo; en tanto, el COMA se distribuye anualmente desde la fecha en que la obra estudiada entra en operación. Finalmente, se suma el valor residual del COMA para los años de vida útil del proyecto no contenidos en el horizonte de planificación y evaluación, incorporándolo como un costo al final de este horizonte.

A continuación, se presenta un ejemplo de la evaluación de un proyecto genérico, detallado en la tabla 4-1.

[3] Informe de Precios Sociales Vigentes 2016, División de Evaluación Social de Inversiones, Subsecretaría de Evaluación Social, Ministerio de Desarrollo Social.

Tabla 4-1. Metodología de la evaluación económica[4]

Proyecto (valores en MUSD)					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	Inversión VI y COMA	Beneficio
2017	COP y F SP (2)	COP y F CP (2)	Δ COP y F (2)	-	Ahorro - Inversión
2018	COP y F SP (3)	COP y F CP (3)	Δ COP y F (3)	VI*0%	Ahorro - Inversión
2019	COP y F SP (4)	COP y F CP (4)	Δ COP y F (4)	VI*1%	Ahorro - Inversión
2020	COP y F SP (5)	COP y F CP (5)	Δ COP y F (5)	VI*2%	Ahorro - Inversión
2021	COP y F SP (6)	COP y F CP (6)	Δ COP y F (6)	VI*15%	Ahorro - Inversión
2022	COP y F SP (7)	COP y F CP (7)	Δ COP y F (7)	VI*50%	Ahorro - Inversión
2023	COP y F SP (8)	COP y F CP (8)	Δ COP y F (8)	VI*32%	Ahorro - Inversión
2024	COP y F SP (9)	COP y F CP (9)	Δ COP y F (9)	COMA	Ahorro - Inversión
2025	COP y F SP (10)	COP y F CP (10)	Δ COP y F (10)	COMA	Ahorro - Inversión
2026	COP y F SP (11)	COP y F CP (11)	Δ COP y F (11)	COMA	Ahorro - Inversión
2027	COP y F SP (12)	COP y F CP (12)	Δ COP y F (12)	COMA	Ahorro - Inversión
2028	COP y F SP (13)	COP y F CP (13)	Δ COP y F (13)	COMA	Ahorro - Inversión
2029	COP y F SP (14)	COP y F CP (14)	Δ COP y F (14)	COMA	Ahorro - Inversión
2030	COP y F SP (15)	COP y F CP (15)	Δ COP y F (15)	COMA	Ahorro - Inversión
2031	COP y F SP (16)	COP y F CP (16)	Δ COP y F (16)	COMA	Ahorro - Inversión
2032	COP y F SP (17)	COP y F CP (17)	Δ COP y F (17)	COMA	Ahorro - Inversión
2033	COP y F SP (18)	COP y F CP (18)	Δ COP y F (18)	COMA	Ahorro - Inversión
2034	COP y F SP (19)	COP y F CP (19)	Δ COP y F (19)	COMA	Ahorro - Inversión
2035	COP y F SP (20)	COP y F CP (20)	Δ COP y F (20)	COMA	Ahorro - Inversión
2036	COP y F SP (21)	COP y F CP (21)	Δ COP y F (21)	COMA	Ahorro - Inversión
Valor Residual 2037			**Agua Embalsada**	**COMA Residual**	
			VP Ahorro	**VP Inversión**	**VAN**

Periodo de inversión

Fecha Puesta en Servicio

Periodo de operación

Cabe señalar que en la evaluación social de proyectos se deben considerar beneficios y costos sociales directos, junto con las externalidades o efectos indirectos, principalmente desde el punto de vista medioambiental o cultural, sean estos positivos o negativos. Lo anterior, puede ser recogido mediante los denominados precios sociales, tanto de los bienes y servicios generados por el proyecto como de los insumos utilizados. Esto último, se estima tomar en consideración para los siguientes procesos de planificación de la expansión de la transmisión.

4.1.1.3.2 Criterio *minimax regret*

Con la finalidad de tomar la mejor decisión respecto de la alternativa óptima de expansión del sistema de transmisión, considerando la incertidumbre asociada a los futuros escenarios de generación – demanda, en casos específicos, se ha utilizado el criterio de minimizar el máximo arrepentimiento, el cual es representado con la metodología de la figura 4.3.

En una primera etapa, cada uno de los escenarios generación-demanda en análisis es asumido como certero y se define bajo sus supuestos el plan óptimo de expansión en transmisión, mediante la metodología descrita en el punto anterior. Cada plan óptimo de expansión encontrado es considerado como una posible alternativa de expansión en la transmisión que es evaluada

[4] El VI utilizado no incorpora los intereses intercalarios.

considerando cumplimiento de un escenario distinto al que origina dicho plan, de modo de calcular el arrepentimiento o aumento de costos en caso de haber escogido esa alternativa. Finalmente, se selecciona la alternativa que minimiza el máximo arrepentimiento.

Cabe señalar que para efectos de valorizar los arrepentimientos se ha supuesto que las soluciones de expansión de la transmisión asociadas a una alternativa no necesariamente son fijas en todo el horizonte, puesto que si en el futuro se presenta un escenario generación-demanda distinto, se pueden tomar medidas que permitan adaptar la transmisión al nuevo escenario con el correspondiente retraso.

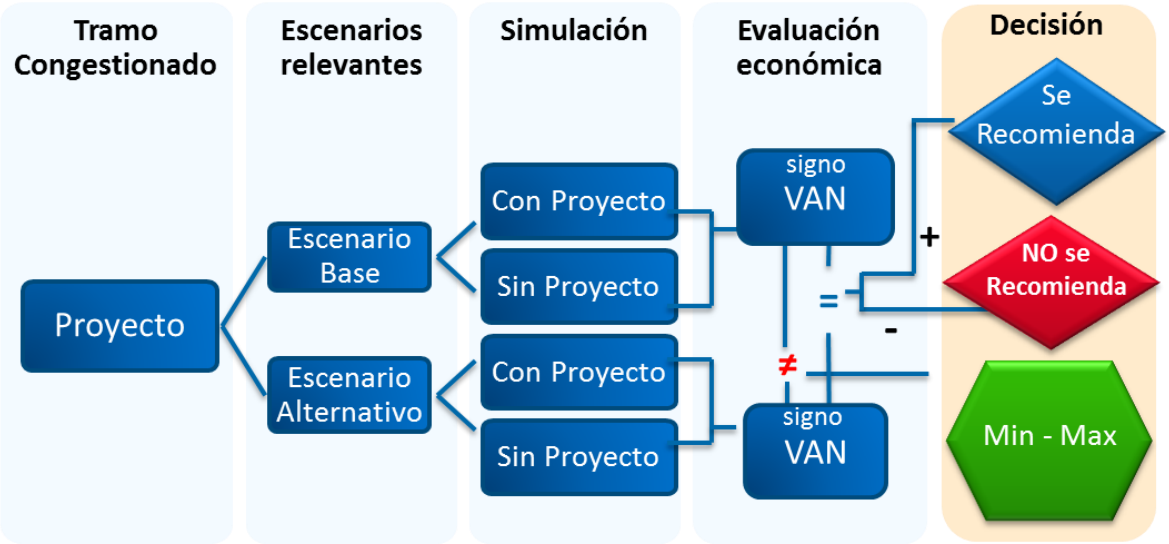


Figura 4.3. Metodología *minimax regret*.

4.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ZONAL

4.2.1 Aspectos regulatorios y consideraciones generales

El Coordinador ha desarrollado una metodología con la finalidad de apoyar a la autoridad y a la industria respecto de los mecanismos con los cuales se pueden desarrollar los análisis de expansión de la transmisión zonal.

Las etapas del proceso contemplan los aspectos regulatorios y normativos actuales, y una base de supuestos para la demanda y generación acordes a la realidad del país, sobre la cual se ejecuta la metodología de planificación y posteriores evaluaciones y validaciones de los proyectos candidatos de expansión de la transmisión (PCET).

En el caso particular del segmento zonal del sistema, el ciclo de desarrollo de los análisis se esquematiza en la figura 4.4.

Figura 4.4. Ciclo de planificación de la transmisión zonal.

A su vez, lo descrito en el artículo 87° de la LGSE, indica que la planificación de la transmisión debe considerar:

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 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.

A partir de lo establecido en la ley y considerando los avances realizados por la autoridad en los talleres de Planificación de la Transmisión con Expertos Locales, se puede realizar una clasificación que permite alinear estos contenidos con ejes definidos de; suficiencia del sistema; seguridad y resiliencia; y, mercado común y competencia; los que llevan a contemplar las holguras o redundancias necesarias, como se muestra en la figura 4.5.

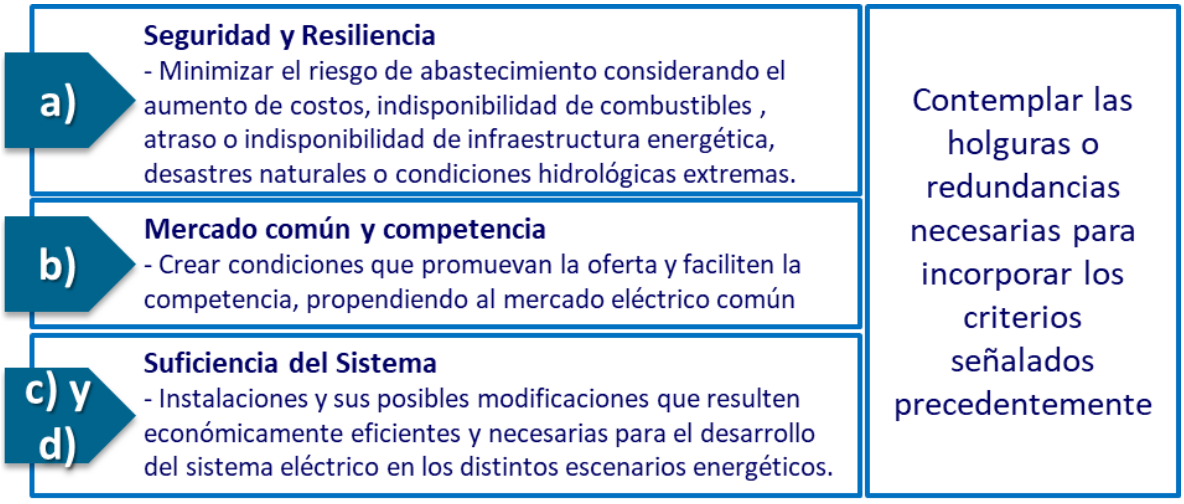


Figura 4.5. Clasificación contenidos Artículo 87°.

4.2.2 Bases conceptuales de la metodología propuesta

La metodología de planificación de la transmisión zonal puede dividirse en tres etapas alineadas con cada uno de los conceptos derivados de la LGSE, los cuales corresponden a suficiencia del sistema, seguridad y resiliencia, y mercado común y competencia; lo anterior permite contemplar de forma transversal las holguras y redundancias necesarias en el sistema.

De esta forma, se puede generar una cartera inicial de proyectos, la cual se somete a criterios de seguridad y resiliencia, obteniendo una nueva cartera de proyectos coherentes con dichos enfoques. Finalmente, dicho plan se somete a los criterios de mercado común, generando una cartera final de proyectos candidatos a la expansión del sistema de transmisión zonal (PCET) bajo los 3 enfoques indicados en la LGSE. El proceso anteriormente descrito es esquematizado en la figura 4.6.

Figura 4.6. Esquema de elaboración de PCET.

El proceso de evaluación de la metodología de planificación de la transmisión zonal se divide en cuatro etapas:

- **Atributos**: Son los atributos de suficiencia del sistema, seguridad y resiliencia, y de mercado común, de los proyectos candidatos.
- **Criterios de Transmisión Zonal**: Corresponden a las reglas que permiten establecer el cumplimiento de las metas impuestas por los atributos.
- **Proceso de Simulación**: Es el proceso a través del cual se evalúan los criterios, analizando tanto técnica como económicamente las alternativas que dan solución a los puntos críticos identificados.
- **Alternativas**: Corresponden a las alternativas técnicas y económicamente seleccionadas, para cumplir con los criterios de suficiencia, seguridad y resiliencia, y de mercado común y competencia.

La figura 4.7 presenta un diagrama con el proceso de ejecución de las cuatro etapas mencionadas.

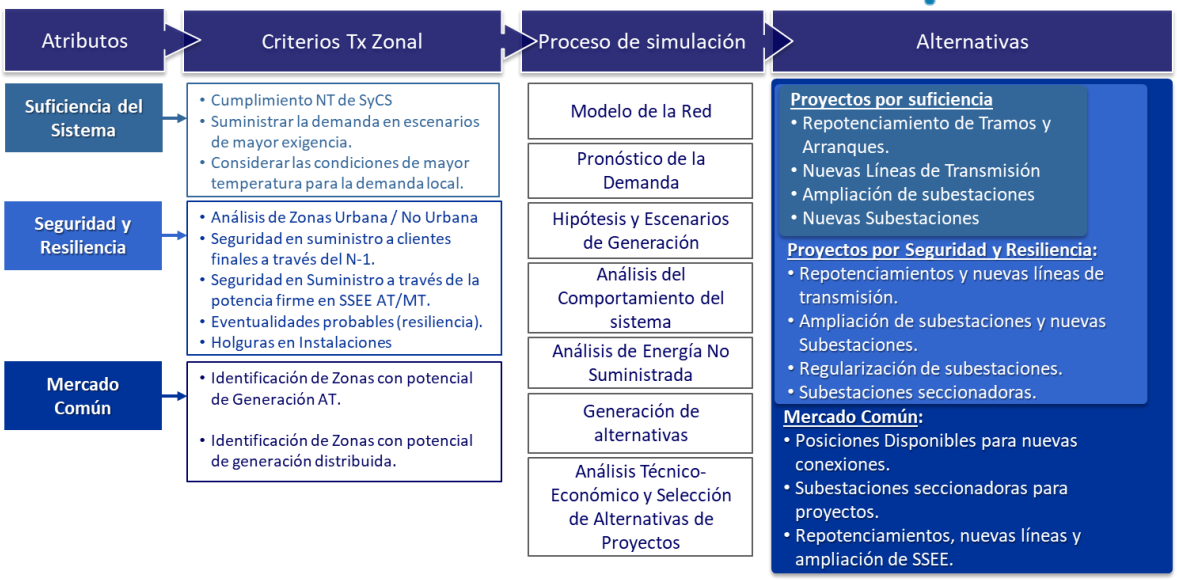


Figura 4.7. Conceptualización del proceso metodológico de planificación del sistema de transmisión zonal.

La propuesta de criterios aplicados a la transmisión zonal es la mostrada en la tabla 4-2.

Tabla 4-2: Criterios propuestos para el sistema de transmisión zonal.

Criterios		
Suficiencia	**Seguridad y Resiliencia[5]**	**Mercado Común**
• Suministrar la demanda en escenarios de mayor exigencia • Considerar las condiciones de mayor temperatura para la demanda local • Incorporar restricciones operativas	• Criterios de Seguridad • Criterios de potencia firme en subestaciones • Eventualidades de alto impacto poco probables	• Identificación de zonas con potencial de generación AT • Identificación de zonas con potencial de generación distribuida.
Holgura		

Durante el presente ejercicio se aborda principalmente la problemática de suficiencia de los sistemas zonales, toda vez que esta está relacionada directamente con el abastecimiento de la demanda.

[5]El Coordinador se encuentra en etapa de desarrollo de una propuesta de criterios de seguridad y resiliencia para los sistemas de transmisión zonal que considera las características propias de cada zona abastecida con el objetivo de establecer estándares eficientes para cada sistema. Esta iniciativa principalmente se centra en las características de la demanda abastecida, los estándares actuales de seguridad de cada sistema, y un diagnóstico de la indisponibilidad acorde a la data histórica disponible.

4.2.3 METODOLOGÍA APLICADA

La aplicación de la metodología empleada para diagnosticar los sistemas de transmisión zonal se ha elaborado en dos etapas. La primera, corresponde al análisis de cargabilidad de los transformadores AT/MT; la segunda, diagnostica los niveles de cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores AT/AT. Estas instalaciones han sido evaluadas por separado, dado que la lógica para diagnosticar ambos grupos es de diferente naturaleza. El diagnóstico de las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT se realiza desde la perspectiva global del sistema zonal y su vínculo con el sistema nacional, considerando demandas coincidentes en la zona; por el contrario, los transformadores AT/MT se han evaluado a partir de la demanda máxima registrada en cada unidad específica.

En particular, los tramos que abastecen radialmente a una subestación primaria de distribución que presentan un nivel de cargabilidad por sobre el 85% en el período de análisis, se evalúan a partir de la demanda máxima local.

El periodo de análisis corresponde a 2019-2025; lo anterior, permite obtener una mirada desde el diagnóstico al año vigente y abarcar un horizonte que no solo contempla en servicio todas las obras de transmisión zonal decretadas a la fecha, sino que permite observar el comportamiento del sistema bajo supuestos sin componentes de alta incertidumbre.

Las zonas de análisis consideran los sistemas mencionados en la introducción, que corresponden a:

1. Zona Arica – Diego de Almagro
2. Zona Diego de Almagro – Quillota
3. Zona Quinta Región
4. Zona Región Metropolitana
5. Zona Alto Jahuel – Charrúa
6. Zona Charrúa – Chiloé

La figura 4.8 presenta la distribución de las seis zonas mencionadas.

Figura 4.8. Determinación de zonas geográficas para el análisis de expansión de la transmisión.

4.2.3.1 Metodología para el Diagnóstico de Transformadores AT/MT

La metodología empleada para el diagnóstico de los transformadores ubicados en las subestaciones primarias de distribución es presentada en el diagrama de la figura 4.9.

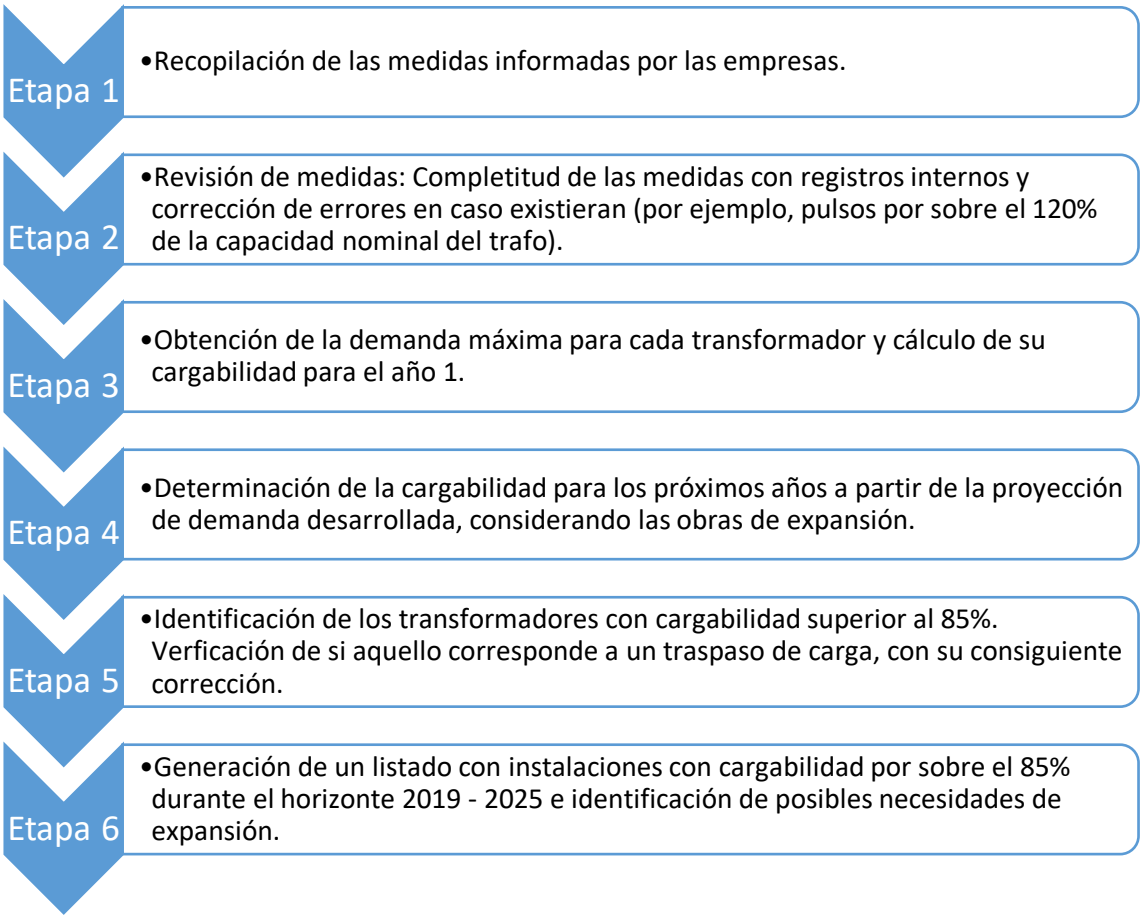


Figura 4.9. Esquema Metodológico para Transformadores AT/MT.

La información solicitada a cada una de las empresas de transmisión zonal y de distribución propietarias, corresponde a las demandas transitadas por cada uno de sus transformadores de poder, con resolución horaria para el año 2018, además de las máximas históricas para el periodo 2012 – 2018, y sus proyecciones de uso para el periodo 2019 – 2039.

Las proyecciones de demanda para cada transformador fueron realizadas a partir de las tasas de crecimiento obtenidas de modelos de proyección de demanda 2019 - 2039 para cada barra específica, los cuales incorporan las variaciones de la demanda eléctrica respecto de proyecciones de la actividad económica del país (a través del IMACEC), proyecciones de población (INE), y variaciones de los precios de energía (costo marginal), lo cual es detallado en Informe de Previsión de Demanda Eléctrica 2019 – 2039 adjunto en el Apéndice II de este documento.

Las tasas de crecimiento empleadas por zonas (previo a análisis de sensibilidad a la proyección) son las indicadas en la figura 4.10.

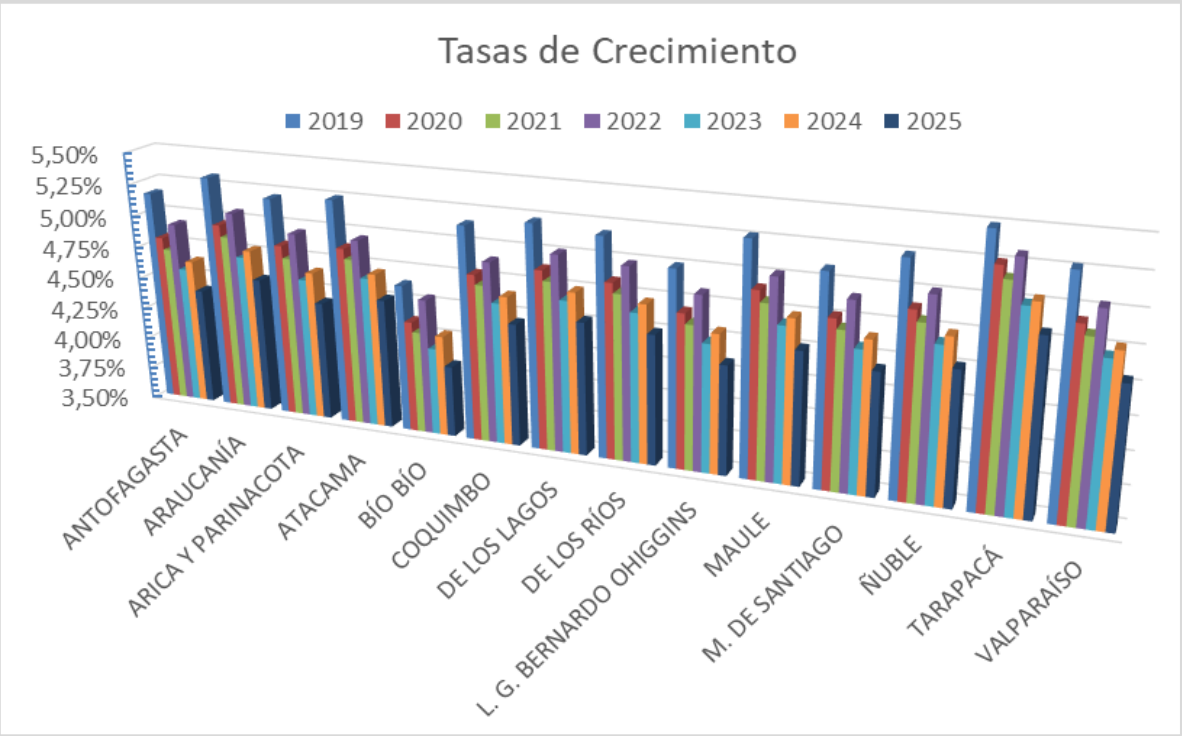


Figura 4.10. Tasas de crecimiento por regiones periodo 2019 - 2025[6]

Las obras de expansión de la transmisión zonal consideran obras determinadas en el Decreto Exento N° 418 del 2017, Decreto Exento N°293 de 2018, Decreto Exento N°231 de 2019 y Decreto Exento N° 198 de 2019, todos del Ministerio de Energía. Las instalaciones consideradas en este análisis corresponden a los reemplazos de transformadores, nuevos transformadores en la misma subestación y nuevos transformadores en nuevas subestaciones. La demanda que se incorpora a los nuevos transformadores se define a partir de información presentada por las empresas en los distintos procesos de expansión, considerándose así la carga de los transformadores indicados, sin perjuicio de que en caso de que no se dispone de alguna información adicional, la carga que se le asigna a los nuevos transformadores es a prorrata de los transformadores aledaños.

Las instalaciones con cargabilidad por sobre el 85% en el horizonte de análisis 2019-2025 son analizadas en profundidad, con el objetivo de determinar si esto se debe a errores en las medidas o producto de traspasos de carga que haya realizado la empresa debido a contingencias en la zona. Ante la eventualidad de uno de los casos indicados, se procede a corregir las medidas en caso de error o a utilizar la demanda máxima del periodo en que no se presenten traspasos de carga. Adicionalmente, cabe indicar que se identifican transformadores con alto nivel de cargabilidad; sin

embargo, en la misma subestación existen unidades con amplia capacidad disponible, por cuanto se espera que la empresa distribuidora realice las obras menores pertinentes para posibilitar el abastecimiento de la demanda durante los próximos años. En este contexto, se genera un listado con las instalaciones críticas del sistema.

La tabla 4-3 indica el estado de la información proporcionada por cada una de las empresas participantes.

Tabla 4-3. Estado de recepción de la información de empresas distribuidoras.

Empresa Propietaria	N° de transformadores	Estado de recepción de la información
CGE Distribución S.A.	272	NO RECIBIDA
Chilquinta Energía S.A.	63	RECIBIDA
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER LTDA	1	NO RECIBIDA
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó LTDA.	4	RECIBIDA
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	7	NO RECIBIDA
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.	1	NO RECIBIDA
Eléctrica Puntilla S.A.	1	RECIBIDA
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	19	RECIBIDA
Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	4	RECIBIDA
Enel Distribución Chile S.A.	159	RECIBIDA
Engie Energía Chile S.A.	11	NO RECIBIDA
Luzlinares S.A.	6	RECIBIDA
Luzparral S.A.	4	RECIBIDA
Palmucho S.A.	1	RECIBIDA
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	76	RECIBIDA
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	1	RECIBIDA
Transelec S.A.	16	RECIBIDA

4.2.3.2 Metodología para el Diagnóstico Líneas de transmisión y transformadores AT/AT

De forma similar al caso de transformación AT/MT, se ha considerado pertinente y urgente diagnosticar en detalles en este ejercicio de planificación, el estado de suficiencia de las instalaciones zonales correspondientes a líneas de transmisión y transformación AT/AT. La figura 4.11 presenta un esquema de la metodología considerada en el diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT.

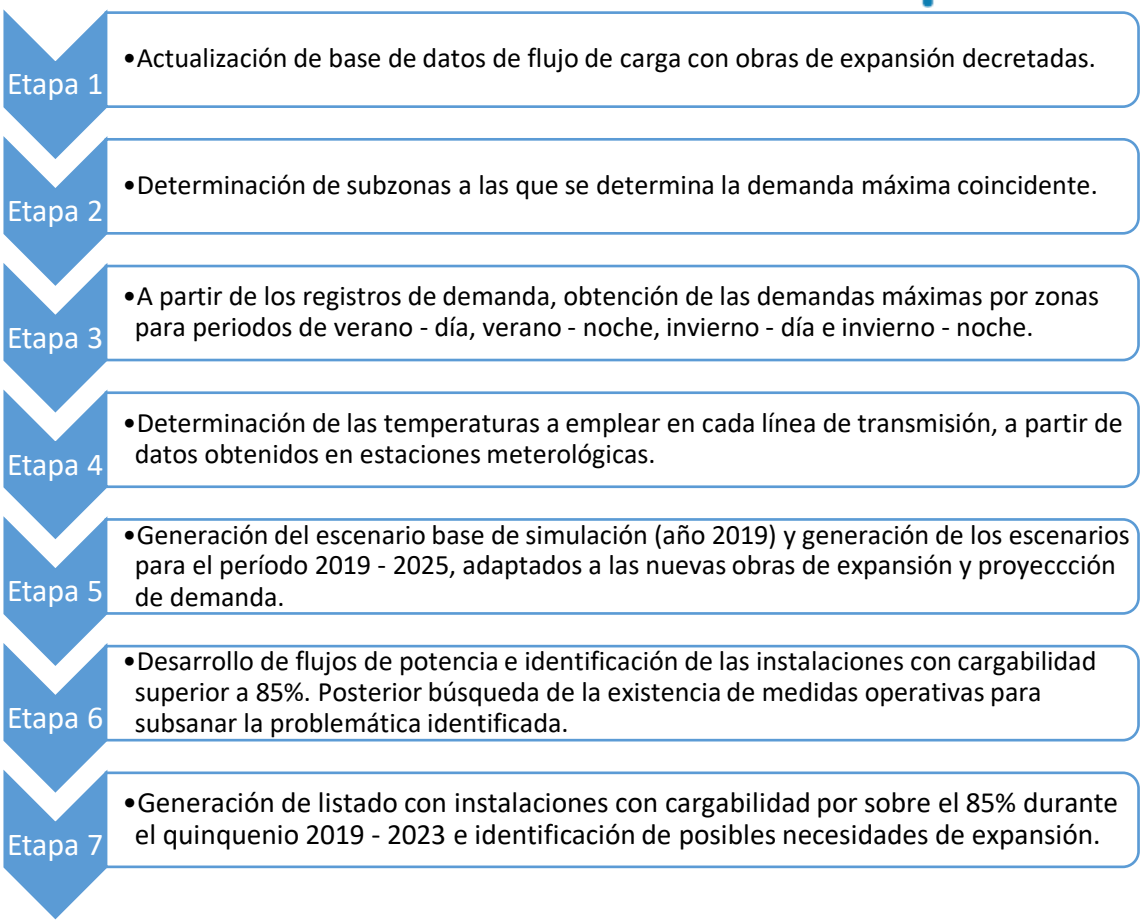


Figura 4.11. Esquema Metodológico para Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión.

Los análisis zonales se desarrollan en el software Power Factory de DIgSILENT empleando la base de largo plazo del Coordinador, en la cual se modelan los sistemas de transmisión zonal hasta las subestaciones primarias de distribución con sus respectivas cargas y se añaden las obras de expansión de la transmisión zonal de los Decretos Exentos N° 418 del 2017 (DS418), N°293 del 2018 (DS293) N°198 (DS198) y N°231 (DS231) del 2019 del Ministerio de Energía.

Cabe indicar que el modelo considera la información contenida en la base de datos de Información Técnica del Coordinador[7], actualizada a agosto del 2019.

Las subzonas de demanda coincidente se determinan a partir de las fronteras de los sistemas de transmisión nacional/zonal, las medidas operativas empleadas actualmente en las zonas enmalladas y los puntos de bajos flujos de potencia. Esta simplificación se emplea con el propósito de determinar la demanda máxima coincidente en cada zona, y así, estresar el sistema a su máximo uso, de tal modo de identificar las necesidades de expansión producto de la suficiencia del sistema. Se constata también que existen zonas con puntos fronteras al interior del sistema de transmisión zonal, no obstante, las fechas de máxima coincidencia en estos puntos son similares. Finalmente,

[7] Sitio web de Información Técnica del Coordinador: https://infotecnica.coordinador.cl/

cabe indicar que la generación ha sido adaptada a los periodos analizados, no obstante, para las unidades que se encuentran inmersas en los sistemas de transmisión zonal, se emplea la generación registrada para los periodos de demanda máxima analizados.

Los registros de capacidad de transmisión máxima con los que se cuenta en la base de datos corresponden a capacidades de líneas para estado con sol y sin sol, a valores de temperatura en el intervalo 0 - 40 °C, con pasos de 5 °C. Dado lo anterior, la temperatura a la cual se determina la capacidad de transmisión de cada una de las líneas de transmisión y periodos analizados corresponde al límite superior de las temperaturas disponibles en la base de datos del máximo registro de temperatura registrado en la zona de emplazamiento de dicha instalación. Cabe indicar que se han determinado temperaturas máximas para cada una de las líneas de transmisión según la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.

Las fuentes de información meteorológica empleadas son de libre acceso y con registros históricos de mínimo 3 años. Estos registros son los siguientes:

- **Agromet:** Sitio web estatal y gratuito de la red de agrometeorología del Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias (INIA), dependiente directamente del Ministerio de Agricultura.
- **CEAZAMET:** Sitio web del Centro de Estudios Avanzados de Zonas Áridas (CEAZA) dependiente del INIA y además del Gobierno Regional de Coquimbo.
- **Sinca:** Sitio web estatal con información gratuita dependiente directamente del Ministerio del Medio Ambiente.

Para generar los escenarios de expansión futuros se emplea la proyección de demanda indicada en el numeral anterior de este documento, y se incorporan las obras de expansión de la transmisión indicadas en el DS418/2017, DS293/2018, DS198/2019 y DE231/2019. El modelo ha sido adaptado año a año, reasignando demanda cuando se incorporan nuevos transformadores AT/MT y realizando medidas operativas que permitan mejorar el uso de las instalaciones cuando se incorporan nuevas líneas de transmisión y transformadores AT/AT.

Las instalaciones con cargabilidad por sobre el 85% en el horizonte de análisis 2019 – 2025 se analizan en profundidad, con el objetivo de determinar si existían medidas operativas que permitan mejorar la condición de operación de las instalaciones. En caso de cumplirse con lo anterior, se replican cada una de ellas en los cuatro periodos analizados y para todos los años, a partir del cual fuese factible realizar el cambio operacional. Finalmente, se genera un listado con las instalaciones críticas del sistema.

4.2.4 PROPUESTA DE METODOLOGÍA Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN DE TRANSMISIÓN ZONAL

El Coordinador se encuentra desarrollando una propuesta de metodología que incorpore criterios de suficiencia, seguridad y resiliencia para los sistemas de transmisión zonal a lo largo del país.

Esta propuesta tiene como etapa inicial el trabajo "Propuesta de Metodología de Planificación para la Transmisión Zonal basada en modelos de confiabilidad" realizado en 2017, el cual realiza un levantamiento de criterios y prácticas de planificación en sistemas de subtransmisión aplicados por operadores internacionales.

Posteriormente, el estudio realizado en conjunto con Valgesta Energía S.A. en el año 2019 titulado "Desarrollo de Metodología y Criterios de Planificación del Sistema de Transmisión Zonal", incorpora la utilización de metodologías de clusterización e incorporación de la aversión al riesgo en las evaluaciones de proyectos por seguridad.

Finalmente, el Coordinador, considerando estos desarrollos previos, genera la propuesta de metodología indicada en la figura 4.12, cuyo objetivo principal es estandarizar, para cada sistema de transmisión zonal, criterios objetivos de planificación en base al análisis de datos y características de cada sistema, considerando la suficiencia, seguridad, resiliencia en el sistema y elementos que promuevan el mercado común.

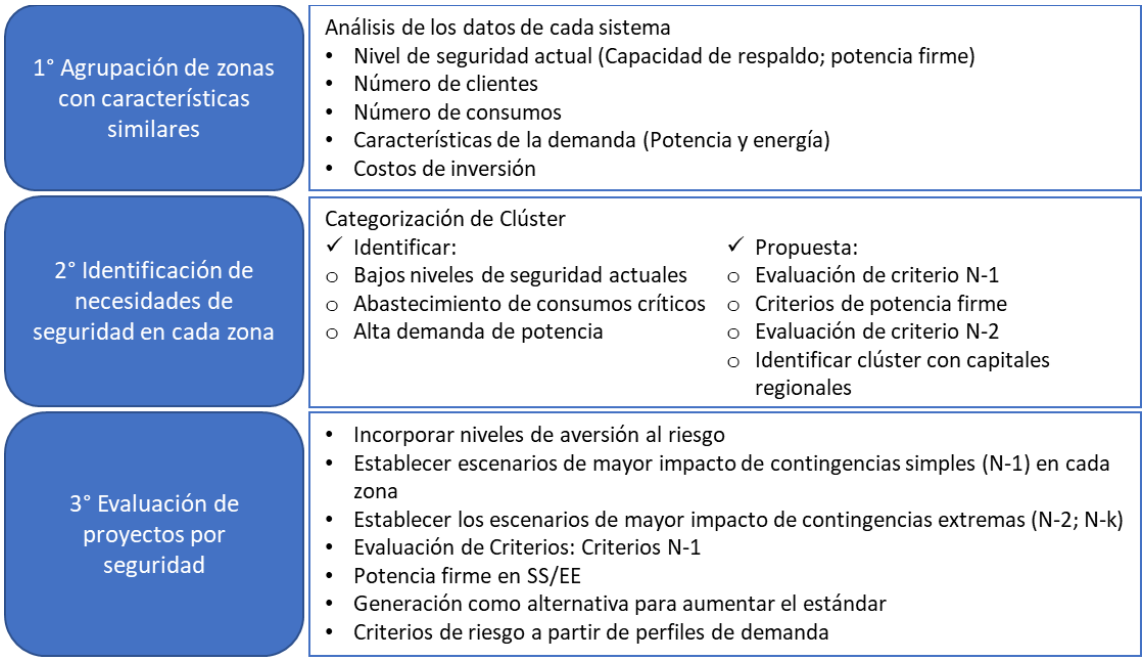


Figura 4.12 Propuesta de Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal

4.2.4.1 Agrupación de zonas

La agrupación de zonas se realiza a través de algoritmos de clusterización basado en k-medias (k-means), el cual tiene por objetivo identificar grupos de casos relativamente homogéneos basándose en características seleccionadas, gestionando un gran número de casos.

Las características seleccionadas para el proceso deben ser coherentes con el objetivo de la agrupación, ya que cada clúster será posteriormente catalogado en base a las características comunes de cada miembro.

Finalmente, este proceso permite generar grupos o clústeres, los cuales tienen asignados centroides identificados por métodos iterativos.
La importancia de los centroides radica en que los miembros de un mismo clúster tendrán la distancia mínima posible a este.

En la figura 4.13, se muestra una representación gráfica de elementos sujetos a 3 características (Espacio de 3 dimensiones) agrupadas en clústeres identificados por color, cuyos centroides se representan con círculos.

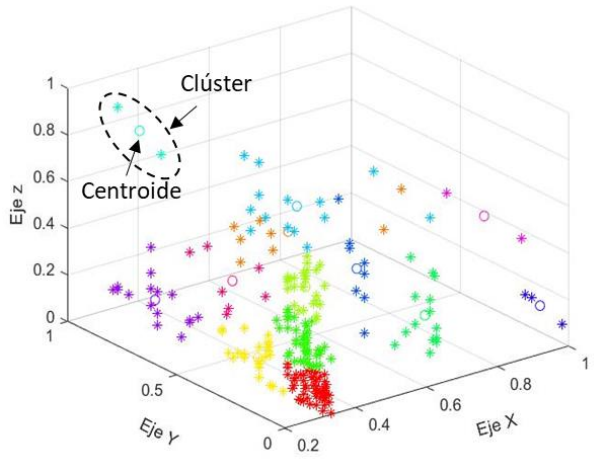


Figura 4.13 Representación gráfica de clusterización

El desafío en esta etapa es la definición de datos que permitan identificar las necesidades de seguridad de cada sistema, de tal manera que el significado de cada clúster permita identificar una relación entre el sistema y la necesidad de un estándar de seguridad mayor o menor.

Las consideraciones principales en la elección de datos es la siguiente:

- No discriminación arbitraria de clientes a lo largo del sistema.
- Promover el desarrollo en ciudades o zonas cuyo crecimiento se encuentra en auge.
- Identificar zonas de características similares (miembros de un mismo clúster) cuyos estándares no sean coherentes entre sí, lo cual indica una desigualdad para el trato de los clientes abastecidos por estos sistemas.

A partir de esto, las variables consideradas en la etapa inicial de esta propuesta son las siguientes:

- Número de clientes
- Número de consumos críticos
- Demanda de potencia y energía
- Área abarcada geográficamente por los clientes

Adicionalmente, se realiza un levantamiento de los siguientes datos para cada miembro de un clúster:

- Nivel de respaldo en líneas
- Potencia firme
- Topología (Enmallada/Radial)
- Condición operativa preponderante (Enmallada/Radial)
- Índices de indisponibilidad

Respecto al número de clúster que se obtiene, y que determina el nivel de diferencias entre cada miembro, se realiza un trabajo iterativo que permita generar grupos coherentes al objetivo principal de identificar necesidades de seguridad en cada sistema.

4.2.4.2 Identificación de necesidades de seguridad

En esta etapa, se clasifica cada clúster de acuerdo con las variables seleccionadas. En este caso el significado de los grupos considerara concentración de clientes, consumos críticos y niveles de demanda, y esto se observa respecto del resto de clústeres.

Figura 4.14 Ejemplo de caracterización de un Clúster

Luego, para cada clúster se identifican los niveles de seguridad de cada miembro, considerando la información levantada anteriormente.

En específico, se determina qué criterio de seguridad posee cada miembro y se compara su seguridad con el resto de los miembros de un mismo clúster, lo que permite realizar definiciones iniciales respecto a la igualdad de criterios en zonas similares.

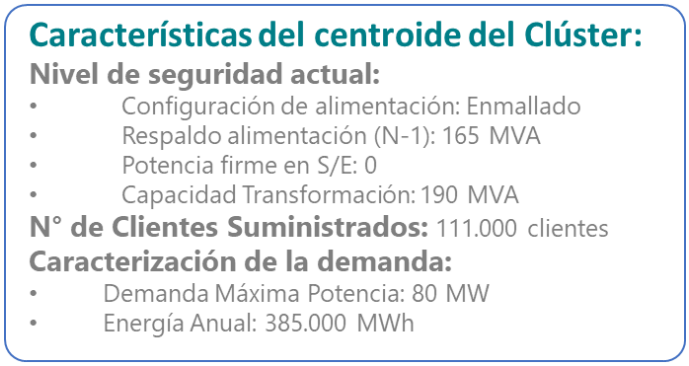


Figura 4.15 Ejemplo del análisis de características de miembro de un clúster

En esta etapa, pueden obtenerse conclusiones preliminares respecto al criterio que cumple la mayoría de los miembros, y la coherencia de definir ese criterio para el clúster completo. Adicionalmente, identificar en donde se encuentran las capitales regionales y compararlas.

4.2.4.3 Evaluación de proyectos por seguridad

La evaluación propuesta para las obras por seguridad se basa en la evaluación por energía no suministrada (ENS) para un escenario de consumo medio y un escenario de mayor criticidad.

El peso de cada escenario será definido para cada clúster a través de la clasificación anteriormente realizada y la evaluación obtenida para una variedad de casos posibles por medio de los factores α para un escenario de demanda media y β (aversión al riesgo) para un escenario de demanda más crítico.

$$\text{Costo Inversión} + (\alpha * \text{ENS}_{\text{medio}} + \beta * \text{ENS}_{\text{Caso Crítico}}) * \text{CFCD}$$

Finalmente, por medio de costos modulares que permitan definir obras tipo para miembros determinados de cada clúster, se automatizarán evaluaciones económicas de proyectos por seguridad, lo que permitirá establecer bajo que niveles de aversión al riesgo (β) se comienzan a ver beneficios en cada obra para cada clúster.

Los tipos de obras a evaluarse serán al menos los siguientes:

- Líneas de transmisión para criterio N-1
- Repotenciamientos en zonas enmalladas para criterio N-1
- Transformadores para brindar potencia firme en SS/EE
- Nuevas subestaciones en zonas con alta concentración de clientes y baja densidad de activos de transmisión.

En la figura 4.16, se muestra un ejemplo de un escenario de demanda medio y máximo como peor caso, mientras que en la figura 4.17, se logra ver que ante un 50% de aversión al riesgo la obra genera beneficios.

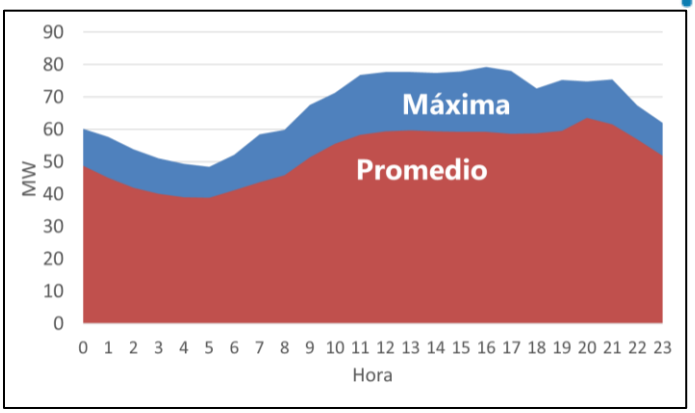


Figura 4.16 Escenarios de demanda

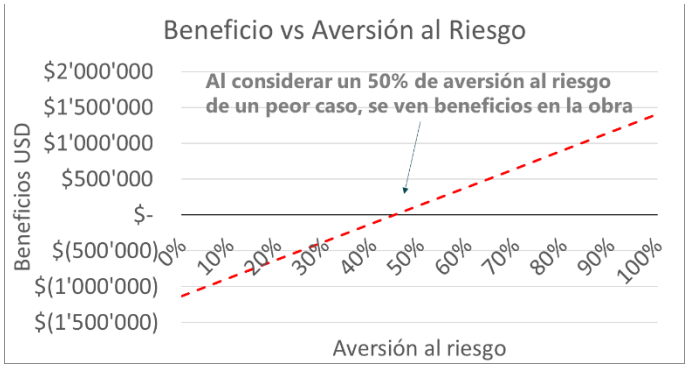


Figura 4.17 Evaluación de aversión al riesgo

Luego se debe evaluar la coherencia que los valores de aversión al riesgo respecto de las características de cada clúster.

Lo esperable es que zonas con alta concentración de clientes y demanda, tengan una mayor aversión al riesgo, mientras que zonas de menor concentración puedan aceptar mayor riesgo y vean menos beneficios de obras por seguridad.

Adicionalmente, a partir de las curvas de demanda, se evalúa que escenarios de generación permiten conservar o aumentar los estándares de seguridad en cada zona, para posteriormente estimar que tecnología se adecua mejor a cada escenario, y establecer criterios de riesgo y beneficio para estos proyectos.

En la figura 4.18 se puede ver el aporte de un perfil de generación solar, en una zona con respaldo deficiente para cumplir criterio N-1. En este ejemplo, un proyecto solar, podría permitir cumplir criterio N-1 por una cantidad acotada de horas.

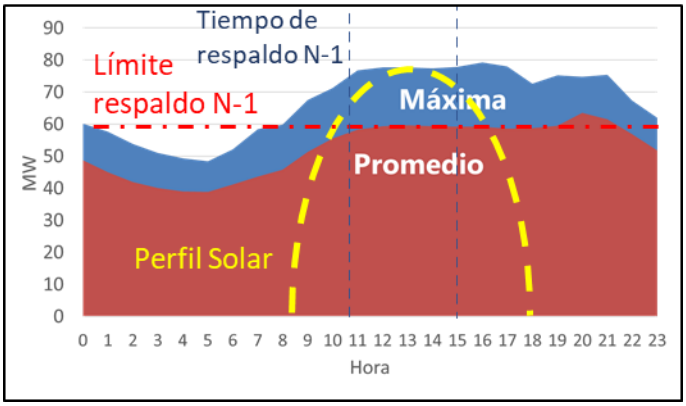


Figura 4.18 Ejemplo de análisis de perfil solar y demanda

Finalmente, se evalúan que zonas se ven principalmente afectadas ante contingencias más críticas (N-2; N-K) para luego evaluar obras a través de la metodología de evaluación descrita.

5 DIAGNÓSTICO

En términos generales del proceso de expansión de la transmisión, y tal como ocurre con las obras de infraestructura que proveen servicios básicos a la población, la transmisión de energía eléctrica requiere de una planificación mediante estudios periódicos, que incorporen y reflejen tanto las condiciones presentes como las esperadas y proyectadas del sistema y la industria a la cual sirven. Lo anterior, tiene relación con la necesidad de tomar decisiones de inversión en obras que deban comenzar su desarrollo temprano con el fin de entrar en operación de manera oportuna. Junto con ello, la visión de urgencia del desarrollo debe ser coherente con las posibilidades de desarrollo de largo plazo, que direccionen la toma de decisión presente con proyectos que puedan ser parte de soluciones consistentes con proyectos de expansión más globales y flexibles.

El Coordinador Eléctrico Nacional ha desarrollado el ejercicio de planificación mediante la aplicación de la metodología explicada en las secciones anteriores, estableciendo una conexión directa entre la proyección de demanda para el período de análisis, con los escenarios de generación estudiados. La conjunción de ambas variables, junto con la red de transmisión actual y las obras ya decretadas, dan lugar a los flujos a través de todos los elementos de la red, los cuáles se visualizan en primera instancia en el Sistema de Transmisión Nacional y luego en los Sistemas de Transmisión Zonales, permitiendo con ello satisfacer las necesidades energéticas de los consumidores finales existentes y futuros. Ciertamente, este análisis también incorpora generadores distribuidos, quienes materializan su inyección desde distribución (caso PMGD), o desde la Transmisión Zonal (caso PMG).

De este modo, siempre buscando un planteamiento armónico del diagnóstico, estudio y posteriores recomendaciones para el Sistema Eléctrico Nacional, es que se ha segmentado el análisis en zonas, las cuáles en primera instancia analizan el comportamiento de flujos en las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión Nacional. Dichos flujos, para cada escenario analizado y puesto a prueba, son en último término la entrada a las redes zonales de las cuales dispone el planificador para la realización de sus análisis.

La realización del análisis de flujos esperados en el Sistema de Transmisión Nacional corresponde a una modelación de Coordinación Hidrotérmica, la cual, incorporando toda la información técnica que proveen las empresas de generación, propietarios de transmisión y clientes, en un horizonte de planificación de 20 años, minimiza los costos totales actualizados de abastecimiento eléctrico, correspondientes a la suma de los costos de operación y racionamiento para el período analizado. Luego, a partir de la proyección realizada, se obtiene el comportamiento de cada instalación incorporada en la modelación. En términos de modelación de la componente hidrológica, considerando que el Sistema Eléctrico Nacional se caracteriza por poseer una matriz de generación hidrotérmica, la modelación para la coordinación hidrotérmica incluye una representación de las 58 hidrologías contenidas en la estadística del sistema, lo cual permite reflejar la incertidumbre hidrológica de la generación cuyo insumo principal es el agua. Adicionalmente, debido al comportamiento hidrológico de los últimos años, lo anterior también se contrasta con escenarios en los cuáles se reduce la muestra hidrológica (últimos 20 años), buscando dar cuenta de períodos con menor disponibilidad del recurso.

Por su parte, el análisis de flujos esperados en el Sistema de Transmisión Zonal se realiza tomando en consideración el diagnóstico de flujos en las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional. Para la elaboración de este diagnóstico, se construye un modelo de simulación sistémico, que considera todas las instalaciones con tensión igual o superior a 13,2 kV, los que abastecen a los Sistemas de Distribución de las diferentes zonas. Luego, este se estresa con el estudio del comportamiento de la red en las peores condiciones, o visto de otro modo, el análisis de demanda máxima coincidente para temporadas de invierno y verano, para el horizonte de análisis 2020-2025.

Fruto de este conjunto de simulaciones es la determinación de los niveles de cargabilidad de los transformadores AT/MT, presentes en subestaciones primarias de distribución; transformadores AT/AT y las líneas de transmisión zonal. En total, se diagnostican 543 transformadores AT/MT, 134 transformadores AT/AT y 732 líneas zonales.

A continuación, se presenta una caracterización de las 6 zonas que fueron estudiadas, junto con un diagnóstico inicial de las problemáticas descubiertas.

5.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

5.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de Arica – Diego de Almagro abarca una superficie de aproximadamente 188.148 km^2. Considerando los resultados del Censo 2017, la población total de la zona es de aproximadamente 1.164.160 habitantes, lo que corresponde al 6,6% de la población total del país.

El sistema se ubica en el extremo norte del país y se extiende a lo largo de 980 km aproximadamente, comprendiendo las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

- Región de Arica y Parinacota.
- Región de Tarapacá.
- Región de Antofagasta.

La figura 5.1 presenta un mapa geográfico de la zona de estudio, ilustrando algunas de sus líneas eléctricas de mayor tensión.

El Sistema de Transmisión Nacional que alimenta a esta zona comprende líneas de transmisión, con una extensión cercana a 2500 km, las que presentan niveles de tensión de 500 y 220 kV. Este se advierte en la figura 5.2, donde además dichas instalaciones se individualizan en la tabla 5-1.

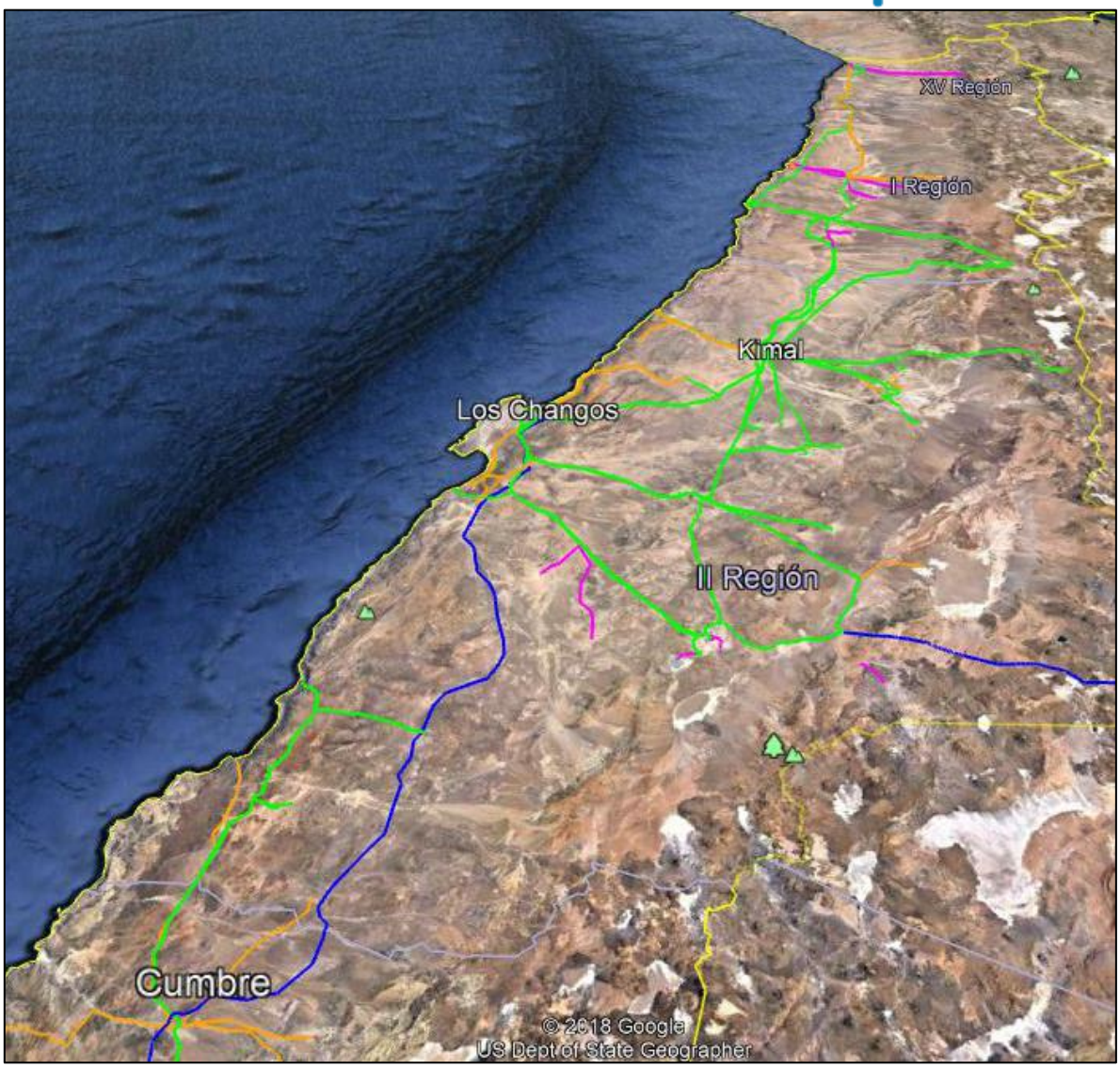


Figura 5.1. Mapa Geográfico de la Zona de Arica – Diego de Almagro.

Tabla 5-1. Sistema de Transmisión Nacional de la Zona Arica – Diego de Almagro.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @30°C	Fecha PES
L. Tarapacá – Cóndores	220	1	166	Existente
L. Cóndores – Parinacota	220	1	166	Existente
L. Lagunas – Pozo Almonte	220	1	166	Existente
L. Cóndores – Nueva Pozo Almonte	220	2	260	Ene-22
L. Nueva Pozo Almonte – Parinacota	220	1	260	Ene-22
L. Nueva Pozo Almonte – Pozo Almonte	220	2	260	Ene-22
S/E Nueva Pozo Almonte	220	-	-	Feb-20
L. Encuentro – Lagunas	220	2	295	Existente
L. Encuentro – Collahuasi	220	2	133	Existente
L. Lagunas - Collahuasi	220	2	109	Existente

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @30°C	Fecha PES
L. Kimal – María Elena N°1	220	1	183	Existente
L. Kimal – María Elena N°2	220	1	183	Existente
L. María Elena N°1 - Quillagua	220	1	183	Existente
L. María Elena N°2 - Quillagua	220	1	183	Existente
L. Quillagua – Lagunas	220	1	183	Existente
L. Quillagua – San Simón	220	1	183	Existente
L. San Simón – Lagunas	220	1	183	Existente
L. Los Changos - Nueva Cardones	500	2	1.500	Existente
Transformadores S/E Los Changos	500/220	2	750	Existente
L. Los Changos – Kapatur	220	2	1.500	Existente
L. Los Changos – Kimal	500	2	1.500	Dic-20
Transformadores S/E Kimal	500/220	2	750	Dic-20
Transformador S/E Los Changos	500/220	1	750	Dic-20
S/E Parinas	500-220	-	-	Ene-21
S/E San Simón	220	-	-	Existente
S/E Quillagua	220	-	-	Nov-19
S/E Kimal	220	-	-	Existente
Seccionamiento completo en S/E María Elena	220	-	-	Existente

A su vez, el Sistema Zonal estudiado en esta área se compone por un total de 27 líneas de transmisión zonal, cuya extensión alcanza cerca de 390 km con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV y 66 kV, en donde predominan las líneas de 110 kV (18 líneas), las que abarcan 300 km de longitud aproximadamente.

El sistema zonal opera de forma predominantemente de forma radial y se abastece principalmente a través de líneas de 220 kV.
Las principales subestaciones encargadas de abastecer los sistemas de transmisión zonal son:

- S/E Arica
- S/E Parinacota
- S/E Cóndores
- S/E Esmeralda
- S/E Tocopilla
- S/E Pozo Almonte
- S/E Calama

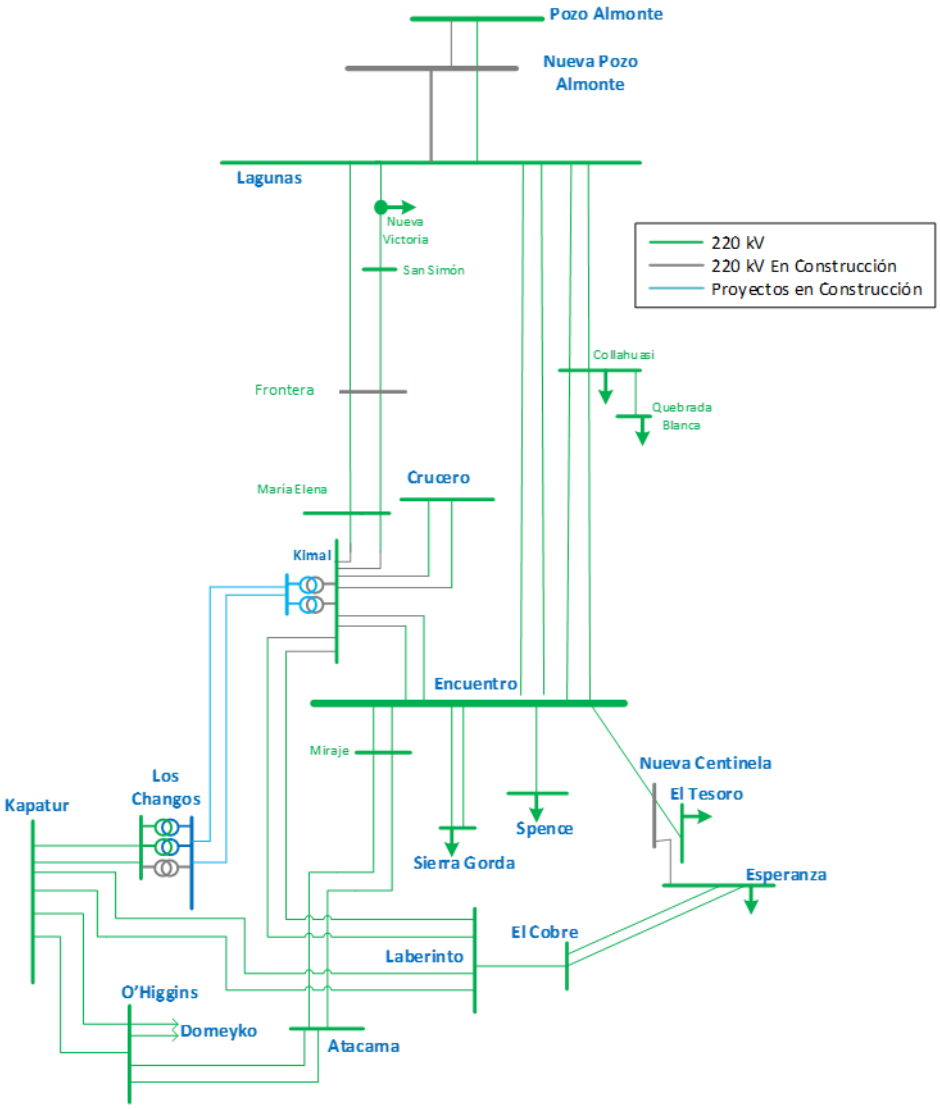


Figura 5.2. Sistema de Transmisión Nacional de la Zona Arica – Diego de Almagro.

En general, en este sistema los consumos son principalmente asociados a clientes libres del rubro minero, en donde las líneas del Sistema Zonal corresponden sólo al 4% aproximadamente del total de kilómetros de líneas instaladas.

La figura 5.3 presenta la clasificación de las líneas de Transmisión en la zona de estudio divididas por tensión, en donde se aprecia la alta proporción de líneas de 220 kV y 110 kV.

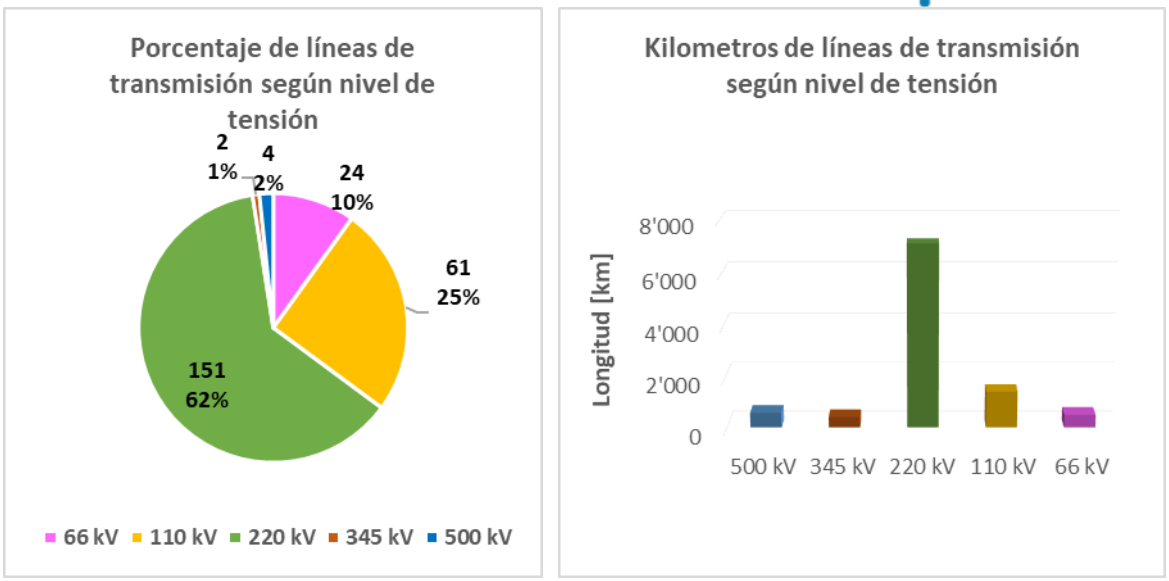


Figura 5.3. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Arica – Diego de Almagro.

Además, esta zona cuenta con un total de 10 transformadores de tres devanados con niveles de tensión en los lados de alta de 220/110 k, 220/66 kV y 110/66 kV.

En las figura 5.4 y figura 5.5, se muestran los transformadores agrupados por capacidad de transformación y por niveles de tensión por los devanados de alta, respectivamente.

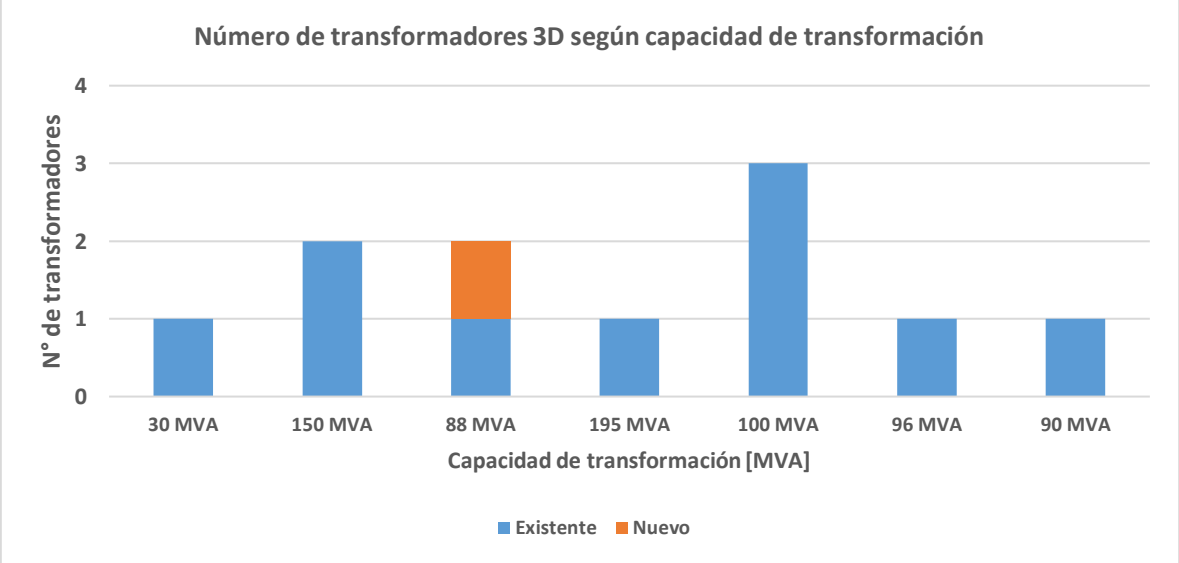


Figura 5.4. Cantidad de transformadores según capacidad de transformación, Zona Arica – Diego de Almagro.

Figura 5.5. Cantidad de transformadores según relación de transformación, Zona Arica – Diego de Almagro.

El nuevo transformador 220/110 kV que se observa en la figura 5.5, es instalado en S/E Capricornio con una fecha estimada de entrada en operación en abril de 2020, según el Decreto Exento N° 418 del 2017. Por otro lado, la potencia de trasformación de estos equipos varía entre 30 y 195 MVA, donde el 69% supera los 80 MVA de potencia de transformación, proporción que alimenta principalmente las ciudades de Arica, Iquique, Antofagasta y Calama.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 41 transformadores de distintos niveles de transformación, cuyas capacidades son de hasta 50 MVA.

En la figura 5.6 se muestra los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

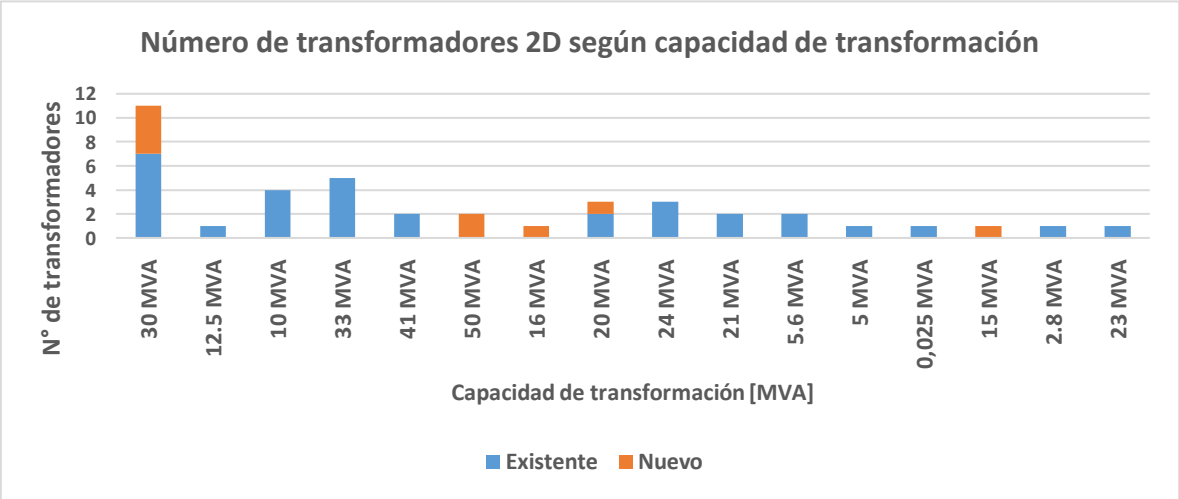


Figura 5.6. Cantidad de transformadores según capacidad, Zona Arica – Diego de Almagro.

De la imagen anterior se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 30 MVA, con la inclusión de un nuevo transformador de 50 MVA en la nueva S/E Guardia Marina que se estima que entrará en servicio en el año 2021.

5.1.2 ANTECEDENTES PARA EL DIAGNÓSTICO

Es preciso mencionar que, en lo que respecta al Sistema de Transmisión Nacional, todos los diagnósticos incorporan la nueva línea HVDC 500 kV Kimal – Lo Aguirre, entrando en servicio el año 2030, incluida en el Decreto de Expansión de la Transmisión correspondiente al proceso anual del año 2018.

En lo que respecta a los análisis de las instalaciones zonales, la temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis se presenta en la tabla 5-2, donde se determinan las temperaturas máximas para cada uno de los periodos analizados, a través de las referencias indicadas en la metodología descrita en los capítulos introductorios.

Tabla 5-2. Cuadro de temperaturas por zona, Zona Arica – Diego de Almagro.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Antofagasta	35 °C	25 °C	35 °C	20 °C
Arica	35 °C	30 °C	25 °C	20 °C
Iquique	35 °C	25 °C	30 °C	15 °C
Tocopilla	35 °C	25 °C	35 °C	20 °C
Calama	30 °C	25 °C	30 °C	20 °C
Pozo Almonte	35 °C	25 °C	30 °C	15 °C

Las tabla 5-3 y tabla 5-4 muestran las obras de expansión decretadas en esta zona según el Decreto Exento N°418 del 2017. En resumen, en el Decreto, se tienen 5 obras de ejecución obligatoria en construcción en la zona, que se consideran dentro del escenario base, 5 obras de ampliación y una obra nueva.

Tabla 5-3. Obras de Ejecución Obligatoria en Construcción Zona Arica – Diergo de Almagro (DE N° 418).

Obras Zonales de Expansión DEx 418 Obligatorias	Escenario
Seccionamiento En Barra S/E Antofagasta	Base
Ampliación En S/E Mejillones	Base
Aumento De Capacidad En S/E Chinchorro	Base
Aumento De Capacidad En S/E Alto Hospicio	Base
Nuevo Transformador En S/E La Negra	Base

Tabla 5-4. Obras de Ejecución Obligatoria Zona Arica – Diego de Almagro (DE N° 418).

Obras Zonales de Expansión 418	Escenario
Nueva S/E Guardiamarina 110/23–13 kV	Feb-2021
Ampliación S/E Capricornio	Nov-2020
Ampliación en S/E Parinacota	Ene-2020
Ampliación en S/E Cóndores	Ene-2020
Ampliación en S/E Calama	Ago-2020

Obras Zonales de Expansión 418	Escenario
Ampliación en S/E Quiani	Ene-2020

Dentro del Decreto Exento N°4 de 2019 del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, existen dos obras nuevas, mostradas en la tabla 5-5.

Tabla 5-5. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, Zona Arica – Diego de Almagro.

Obras Zonales Plan de Expansión 2017	Escenario
Nueva S/E Seccionadora La Negra 220/110 kV	Ene-2023
Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento	Jul-2023

El Decreto Exento N°198 de 2019 del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018, incluye un total de 6 obras de ampliación en esta zona, listados en la tabla 5-6.

Tabla 5-6. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018, Zona Arica – Diego de Almagro.

Obras Zonales Plan de Expansión 2018	Escenario
Ampliación en S/E Centro	Ago-22
Ampliación en S/E Pozo Almonte	Ago-22
Ampliación en S/E Tamarugal y Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal	Ago-22
Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica - Poco Almonte S/E Dolores	Sept-22
Ampliación en S/E Calama 110 Kv	Ago-22
Ampliación en S/E Chinchorro	Ago-22

Los niveles de demanda considerados corresponden a los valores máximos coincidentes en 7 subzonas definidas acorde a los flujos de potencia y sus distribuciones en el sistema. La tabla 5-7 presenta las fechas de demanda máxima coincidente con las cuales se desarrolla el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-7. Fechas de demanda máxima coincidente, Zona Arica – Diego de Almagro.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Zona Antofagasta	2018-11-26 14:00:00	2018-12-04 21:00:00	2018-06-26 18:00:00	2018-06-26 19:00:00
Zona Arica	2018-12-11 14:00:00	2018-11-27 20:00:00	2018-05-10 12:00:00	2018-08-08 19:00:00
Zona Iquique	2018-03-15 16:00:00	2018-12-31 21:00:00	2018-06-26 18:00:00	2018-07-04 19:00:00
Zona Tocopilla	2018-12-31 18:00:00	2018-12-31 21:00:00	2018-06-20 18:00:00	2018-05-17 19:00:00
Zonal Calama	2018-10-06 18:00:00	2018-12-10 21:00:00	2018-06-14 18:00:00	2018-06-11 20:00:00
Zona Pozo Almonte	2018-10-20 15:00:00	2018-02-06 21:00:00	2018-07-14 18:00:00	2018-07-14 21:00:00

5.1.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, las figura 5.7 a figura 5.22, presentan los resultados de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a esta zona del país. Los resultados para la totalidad de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional, y para los escenarios de oferta considerados, se encuentran disponibles en el Apéndice III – Uso esperado del Sistema de Transmisión Nacional.

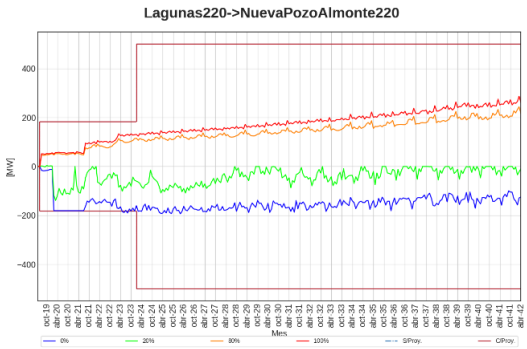


Figura 5.7. Utilización esperada de la línea 1x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte.

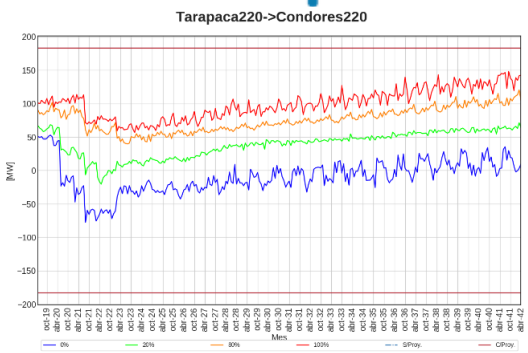


Figura 5.8. Utilización esperada de la línea 1x220 kV Tarapacá - Cóndores 220 kV

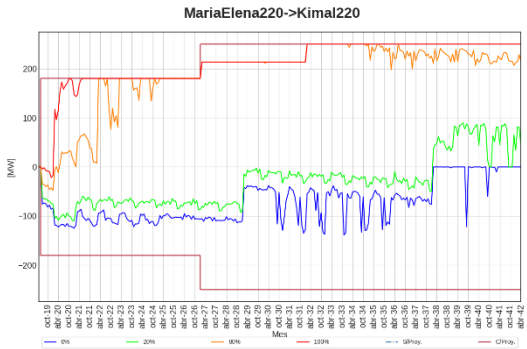


Figura 5.9. Utilización esperada de la línea 2x220 kV María Elena - Kimal 220 kV

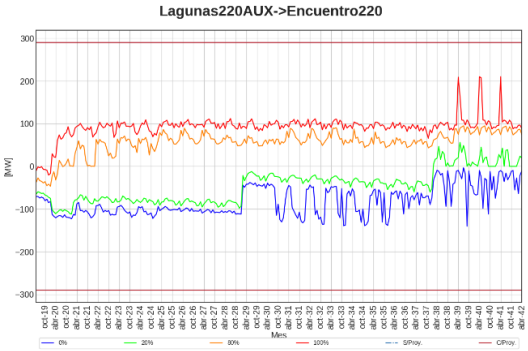


Figura 5.10. Utilización esperada de la línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro.

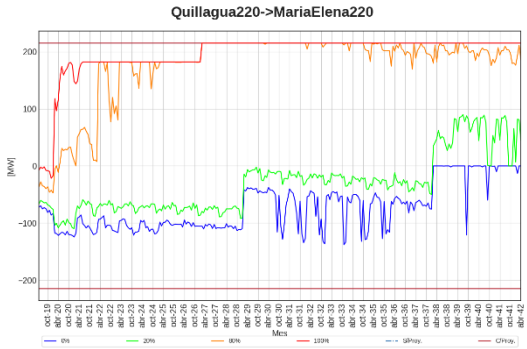


Figura 5.11. Utilización esperada de la línea 2x220 kV Quillagua – Maria Elena.

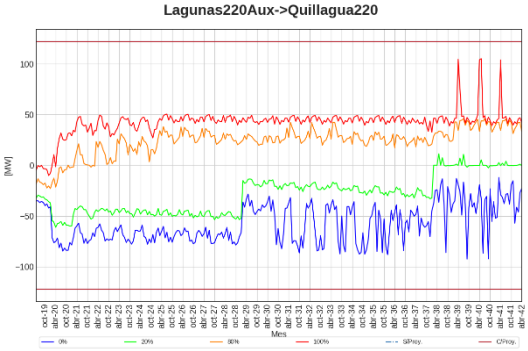


Figura 5.12. Utilización esperada de la línea 2x220 kV Lagunas – Quillagua.

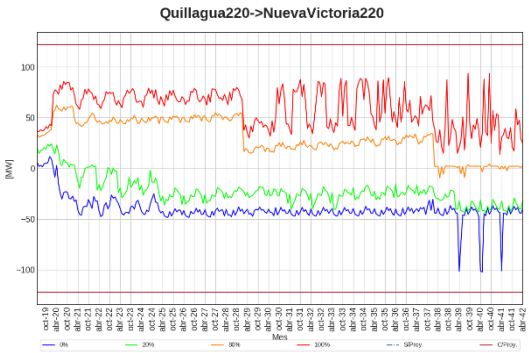


Figura 5.13. Utilización esperada de la línea 1x220 kV Quillagua – Nueva Victoria.

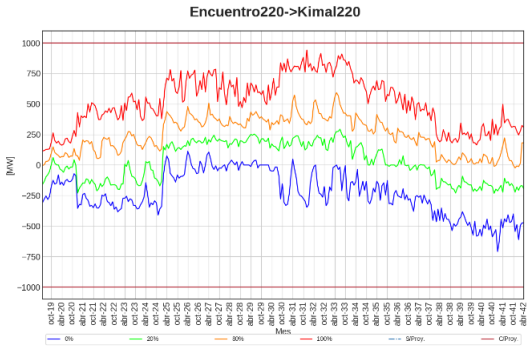


Figura 5.14. Utilización esperada de la línea 2x220 kV Encuentro – Kimal.

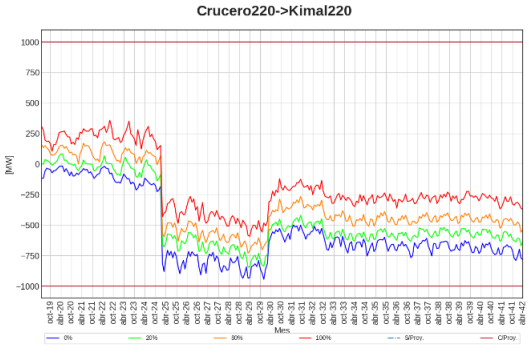


Figura 5.15. Utilización esperada de la línea 2x220 kV Crucero – Kimal.

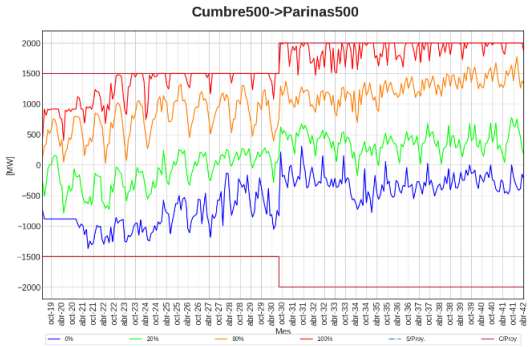


Figura 5.16. Utilización esperada de la línea 2x500 kV Cumbre – Parinas.

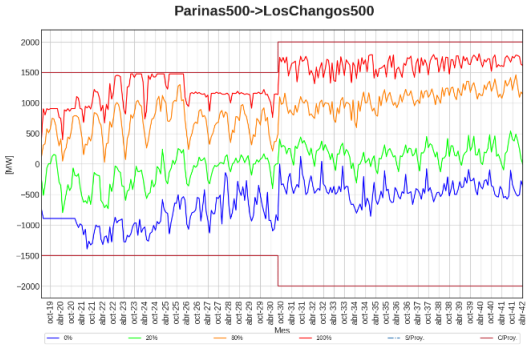


Figura 5.17. Utilización esperada de la línea 2x500 kV Parinas - Los Changos.

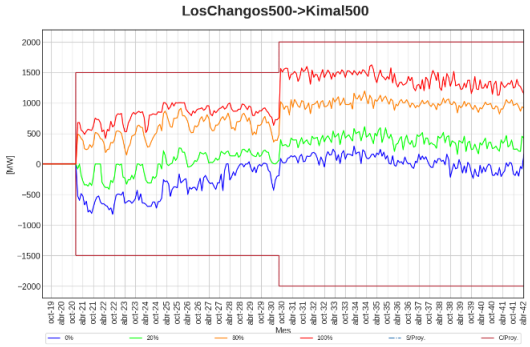


Figura 5.18. Utilización esperada de la línea 2x500 kV Los Changos – Kimal.

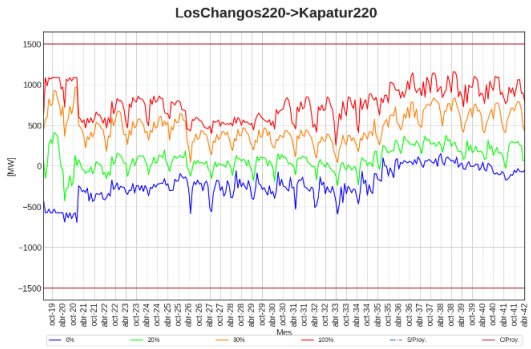


Figura 5.19. Utilización esperada de la línea 2x220 kV Los Changos – Kapatur.

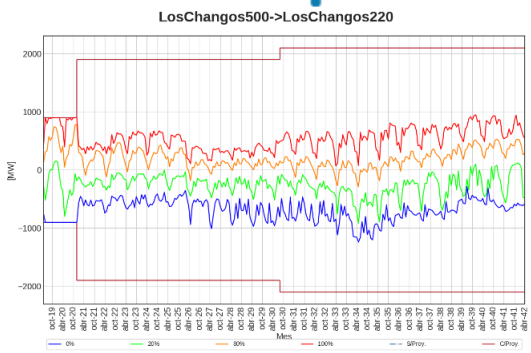


Figura 5.20. Utilización esperada de la transformación 500/220 kV en S/E Los Changos.

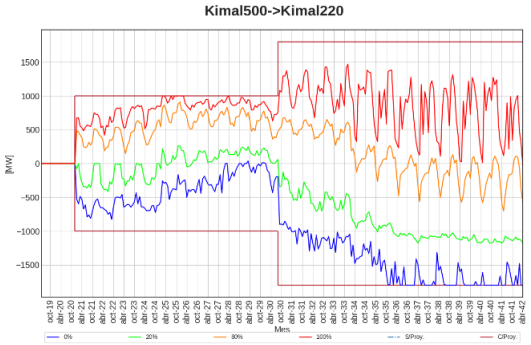


Figura 5.21. Utilización esperada de la transformación 500/220 kV en S/E Kimal.

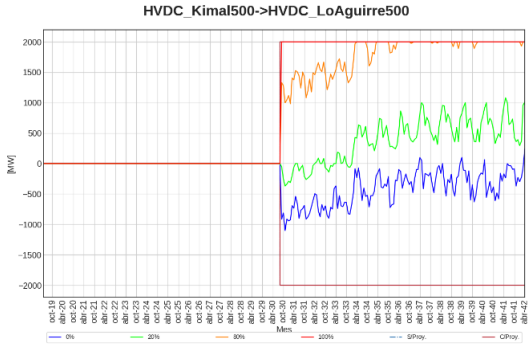


Figura 5.22. Utilización esperada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

5.1.3.1 Comentarios

- En general, no se aprecian problemas relevantes en el periodo 2020 - 2025 en los distintos tramos.
- Lo anterior se debe, en buena medida, gracias a proyectos de transmisión que se encuentran en construcción o decretados, los que permiten aumentar la capacidad de transporte en operación.
- Se observa un uso del sistema de transmisión que se intensifica con el tiempo, principalmente por efecto del ingreso de centrales genéricas en forma sostenida a partir del año 2023-2025, dependiendo del escenario de oferta simulado.
- A su vez, la capacidad de transformación 500/220 kV posee capacidad suficiente para atender los crecimientos en el mediano plazo, situación que también se encuentra sujeta a los puntos de conexión de los proyectos de generación que pudieran ingresar a operación en el mediano plazo.
- Entre los años 2024 y 2025 se observan leves congestiones puntuales en el sistema de 500 kV entre Cumbre y Los Changos, las cuales se ven aliviadas ante la entrada del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre en 2030.
- Se observan congestiones importantes en el tramo Quillagua – María Elena – Kimal, producto de nuevos desarrollos fotovoltaicos en la zona.
- A su vez, en condiciones de noche, al no existir el aporte de los parques fotovoltaicos, la pérdida de uno de los circuitos de la línea 2x220 kV María Elena – Kimal, deriva en una sobrecarga del circuito paralelo de hasta un 20%, al considerar la salida de centrales a carbón en el Norte

(Tarapacá CTTAR y Tocopilla U14 y U15). Lo anterior está sujeto a aumentos puntuales de consumo esperados en la zona por sobre los 200 MW.

- Hay que mencionar que existen nuevos antecedentes que afectan a los supuestos utilizados en las previsiones de demanda. En específico para esta zona se han informado proyectos mineros que implicarían aumentos de demanda por sobre los 700 MW y posibles cambios en los planes de inversión producto de las nuevas expectativas económicas del país, lo cual será analizado en el informe complementario 2020.
- Se observa un intensivo uso del sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre al considerar la capacidad mínima indicada en el Decreto Exento N°231 de 2019 (2000 MW), lo cual se acentúa en los siguientes años a su entrada en operación en 2030, llegando los flujos rápidamente al límite de capacidad. Esta situación empeora en el escenario que incorpora el tren de descarbonización acelerado propuesto en la PELP del Ministerio de Energía, en donde se estima que se alcanza el flujo máximo desde el momento de su entrada en operación. Tal como fue indicado en el Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin Centrales a Carbón, publicado por el Coordinador en enero de 2019, para un cronograma que considere el retiro de todas las centrales a carbón antes de 2038, el dimensionamiento del sistema de transmisión HVDC Kimal-Lo Aguirre podría alcanzar los 4000 MW.
- A la fecha (enero de 2020), el proyecto HVDC Kimal-Lo Aguirre no ha iniciado el Estudio de Franja definido en el Decreto 231/2019, lo que implica una alta probabilidad de que la fecha de entrada en servicio del proyecto se desplace al menos un año (2031). Un proyecto de transmisión de esta envergadura no está exento de enfrentar oposiciones de comunidades y de tener una tramitación ambiental compleja, debido a su extensión, estimada de 1500 kilómetros, a su tecnología HVDC que será la primera en el país, y, además, cruzará en algunos tramos por zonas similares a las utilizadas por la línea HVAC 500 kV Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. Lo anterior puede conllevar atrasos adicionales al plazo de 7 años considerado en el decreto. Por lo tanto, el Coordinador analizará en el informe complemento las opciones de dimensionamiento del proyecto de transmisión norte-centro en el largo plazo, bajo diversos escenarios de descarbonización (análisis de riesgos). También evaluará alternativas de solución para el mediano plazo en el corredor de 500 kV norte-centro del SEN, en conjunto con InterChile, propietario de esas instalaciones, ante la posibilidad de un eventual retraso en la puesta en servicio del proyecto HVDC.

A modo de comentario general, es importante relevar el hecho de que los distintos escenarios de oferta considerados muestran una gran presencia de proyectos de generación solar en la zona, lo que se transforma en un desafío para los próximos estudios de planificación, debido a que, si bien es claro que dichos proyectos se materializan en algún momento, y por montos similares a los determinados por el modelo de optimización, su ubicación específica más probable queda definida por criterios más amplios que los que resulta factible capturar en un modelo de optimización de inversiones. Lo anterior, conlleva la necesidad de revisar continuamente las alternativas de expansión de los sistemas de transmisión que alimentan los grandes corredores de transporte de energía, tomando especial relevancia aquellas zonas de gran interés que surgen y se identifican por aquellos proyectos que presentan solicitudes de conexión al sistema o que presentan requerimientos de uso de capacidad técnica disponible en sistemas dedicados, así como aquellas ampliaciones requeridas por proyectos de generación a través del artículo 102 de la Ley 20.936/2016, lo cual en conjunto permite catalogar puntos en el sistema como “áreas de desarrollo”.

En línea con lo anterior, se identifica la generación de un “área de desarrollo” en la zona que rodea a las SS/EE Crucero y Kimal, en donde se visualiza un gran número de proyectos de generación solar con intención de conexión; por lo que en etapas de elaboración de propuestas de alternativas de expansión de los sistemas de transmisión se han de realizar análisis específicos.

5.1.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

En la figura 5.23, se presenta la evolución de los estados de cargabilidad de los transformadores desde el año 2019 (círculo interior) hasta el 2025 (círculo exterior) para la condición de demanda máxima, donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayor a 100%

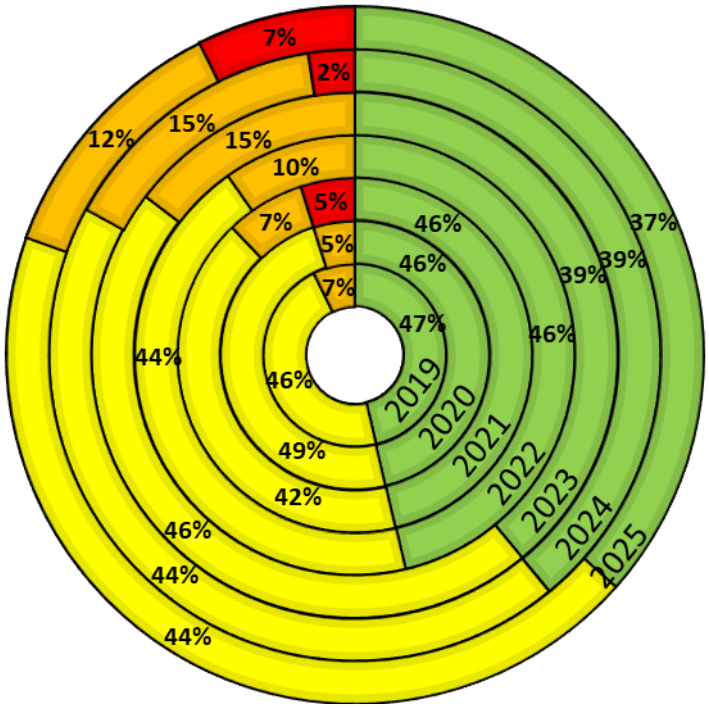


Figura 5.23. Evolución del estado de cargabilidad de los transformadores AT/MT, Zona Arica – Diego de Almagro.

Se aprecia que al año 2021, el 5% del total de transformadores presenta episodios en los cuales existe sobrecarga por sobre el 100% de su capacidad, la cual es solucionada en los siguientes años por nuevos proyectos de transmisión. A partir del año 2024 se visualizan episodios de sobrecarga esperada en el 2% del total de transformadores, lo cual aumenta a un 7% en el 2025. El relajo de las condiciones de sobrecarga del año 2022 es producto de la entrada en servicio de la S/E Guardiamarina, la cual disminuye las cargabilidades de los transformadores de las SS/EE Centro, La Portada y Antofagasta.

A continuación, se presenta el listado de transformadores con cargabilidades superiores al 85% en el periodo 2019 – 2025, agrupados acorde a su nivel de criticidad y la posibilidad de solucionar sus congestiones, estimando una redistribución de carga entre transformadores.

- **Transformadores con sobrecargas solucionables por redistribución de carga**

En la tabla 5-8, se muestran los transformadores de S/E La Negra, los cuales están congestionados en el horizonte de análisis, sin que puedan ser aliviado por redistribuciones de carga a transformadores y/o subestaciones aledañas en la zona de estudio.

Tabla 5-8. Transformadores AT/MT sobrecargados periodo 2019-2025, Zona Arica – Diego de Almagro.

Trasformador
TAP OFF LA NEGRA 110/23 KV 1

El análisis del sistema de transmisión zonal que comprende la S/E La Negra, indica que la demanda estimada en la zona alcanza un 99% de la capacidad de transformación total para el nivel de tensión de 23 kV en el 2025.

Luego, en la tabla 5-9, se muestra el listado de transformadores que presentan una cargabilidad entre el 85% y el 100% durante el periodo de análisis 2019-2025.

Tabla 5-9. Transformadores AT/MT con 85% al 100% de cargabilidad 2019 – 2025, Zona Arica – Diego de Almagro.

Trasformador
TALTAL 110/13,2 kV 5 MVA
TAP OFF LA NEGRA 110/23 KV 2

Se tiene que el transformador de S/E Taltal alcanza una cargabilidad máxima estimada del 92% en el 2025.

- **Transformadores con congestiones solucionables por redistribución de carga**

La tabla 5-10 y tabla 5-11, muestran aquellos transformadores que según los análisis, pueden presentar reducciones de cargabilidad por redistribuciones de demanda en la zona y/o obras menores por parte de las empresas propietarias. Las estimaciones de redistribuciones de demanda se realizan a partir de las capacidades de transformación por nivel de tensión y las demandas máximas coincidentes en cada zona.

Tabla 5-10. Transformadores AT/MT sobrecargados periodo 2019-2025 [No críticos] , Zona Arica – Diego de Almagro.

Trasformador
CERRO DRAGÓN 110/13,8 kV
PACÍFICO 110/13,8 kV

El análisis del sistema de transmisión zonal que comprende las SS/EE Cerro Dragón, Pacífico y Palafitos, indica que la demanda estimada en la zona alcanza un máximo del 82% de la capacidad de transformación total para el nivel de tensión de 13,8 kV en el 2025.

Tabla 5-11. Transformadores AT/MT con 85% al 100% de cargabilidad 2019 - 2025 [No críticos] , Zona Arica – Diego de Almagro.

Trasformador
PUKARÁ 66/13,8 kV N°1
PUKARÁ 66/13,8 kV N°2
SUR 110/13,8 kV

El análisis del sistema de transmisión zonal que comprende las SS/EE Pukará, Quiani y Chinchorro, indica que la demanda estimada en la zona alcanza un máximo del 67% de la capacidad de transformación total para el nivel de tensión de 13,8 kV en el 2025.

En particular en la S/E Sur, se encuentra una cargabilidad máxima estimada del 86% al año 2025; sin embargo, espera que la entrada en operación de S/E Guardiamarina permita realizar redistribuciones de carga que alivien posibles reducciones en la holgura de este transformador.

- **Transformadores aliviados por obras de expansión**

En la tabla 5-12 se muestran aquellos transformadores cuyas sobrecargas son resueltas por nuevos proyectos decretados.

Tabla 5-12. Transformadores AT/MT sobrecargados en el corto plazo que serán aliviados con obras de expansión, Zona Arica – Diego de Almagro.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática	Fecha de Alivio	Nivel de Carga Previo
QUIANI 66/13,8 kV 5,6 MVA T1	AMPLIACIÓN EN S/E QUIANI	2020	100%
QUIANI 66/13,8 kV 5,6 MVA T2	AMPLIACIÓN EN S/E QUIANI	2020	100%
CALAMA 110/23 kV 33 MVA T1	AMPLIACIÓN EN S/E CALAMA	2022	97%
CENTRO 110/23 kV 41 MVA T1	NUEVA S/E GUARDIAMARINA 110/23–13 kV	2021	101%
CENTRO 110/13,8 kV N°2	AMPLIACIÓN EN S/E CENTRO	2022	92%
LA PORTADA 110/23 kV 30 MVA T1	NUEVA S/E GUARDIAMARINA 110/23–13 kV	2021	91%
LA PORTADA 110/23 kV 20 MVA T3	NUEVA S/E GUARDIAMARINA 110/23–13 kV	2021	87%
CENTRO 110/13,8 kV 41 MVA T2	NUEVA S/E GUARDIAMARINA 110/23–13 kV	2021	67%
ANTOFAGASTA 110/13,8 kV N°1	NUEVA S/E GUARDIAMARINA 110/23–13 kV	2021	70%
CHINCHORRO 66/13,8 kV 30 MVA	AMPLIACIÓN EN S/E CHINCHORRO	2022	102%

5.1.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se diagnostican un total de 10 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados.
En la figura 5.24 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2019 (círculo interior) hasta el 2025 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

Para esta zona, el escenario de mayor exigencia general de sistema corresponde al Verano Día, en donde se ven las condiciones de menor holgura en los equipos de transformación; sin embargo, el resto de los escenarios, debido a los niveles de reactivos en la demanda, requieren maniobras operativas para el control de la tensión.

En particular, los transformadores que se ven sobrecargados en el corto plazo son resueltos por obras en el Decreto Exento N° 418 de 2017 del Ministerio de Energía.

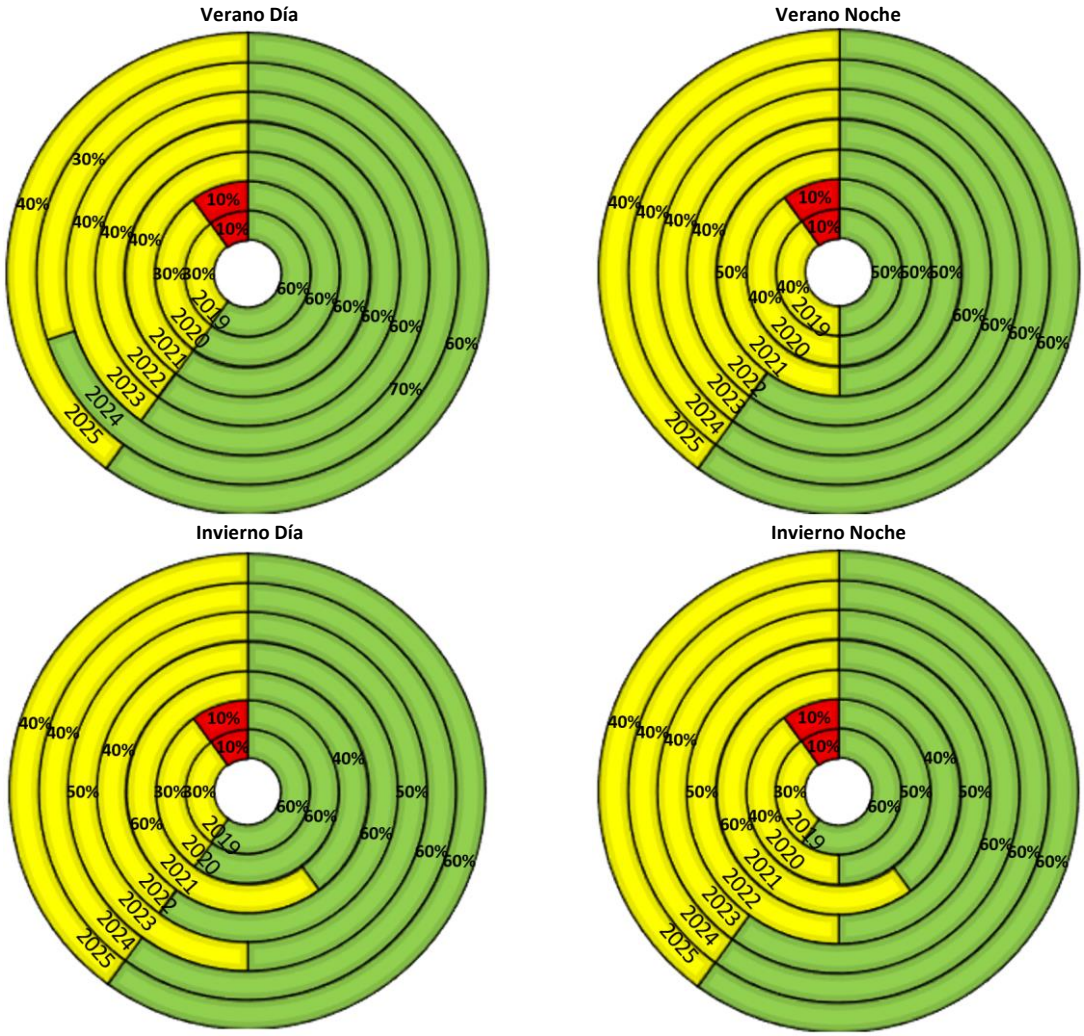


Figura 5.24. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Arica – Diego de Almagro.

A continuación, se presenta el listado de los transformadores con cargabilidades superiores al 85% en el periodo 2019 – 2025, agrupados acorde a su nivel de criticidad y de la posibilidad de solucionar

sus congestiones por maniobras operativas o con posibilidad de postergar su expansión debido a niveles de cargabilidad estimada inferiores.

- **Transformadores con sobrecargas no mitigables**

En esta zona de estudio no se identifican transformadores AT/AT con un nivel alto de criticidad.

- **Transformadores con sobrecargas solucionables**

En esta zona de estudio no se identifican transformadores AT/AT con congestiones en general.

- **Transformadores con sobrecargas solucionadas por obras de expansión**

En la tabla 5-13, se muestran aquellos transformadores cuyas congestiones son resueltas por nuevos proyectos decretados.

Tabla 5-13. Transformadores AT/MT sobrecargados en el corto plazo que serán aliviados con obras de expansión, Zona Arica – Diego de Almagro.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática	Fecha de Alivio	Nivel de Carga Previo
Capricornio 220/110/13,8 kV	AMPLIACIÓN EN S/E CAPRICORNIO	2020	86%

5.1.6 DIAGNÓSTICO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se analiza un total de 27 líneas de transmisión zonal, considerando nuevos proyectos, siendo estas evaluadas ante los cuatro escenarios indicados.

La figura 5.25 presenta la evolución de los estados de cargabilidad de las líneas desde el año 2019 (círculo interior) hasta el 2025 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

Al igual que lo que se menciona para los transformadores AT/AT, el escenario de mayor exigencia general para líneas corresponde al Verano Día; sin embargo, no se ven sobrecargas en el periodo 2019 – 2025. En general, más del 80% de las líneas se encuentra con cargabilidades inferiores al 80% en cada uno de los escenarios.

A continuación, se presentan los listados de líneas zonales con cargabilidades superiores al 85% en el periodo 2019 – 2025, agrupados acorde a su nivel de criticidad y de la posibilidad de solucionar sus congestiones por maniobras operativas.

- **Líneas con sobrecargas no mitigables**

En esta zona de estudio no se identifican líneas zonales con un nivel alto de criticidad.

- **Líneas con sobrecargas solucionables**

En esta zona de estudio no se identifican líneas zonales por sobre el 85% de cargabilidad.

- **Líneas solucionadas por obras de expansión**

En la tabla 5-14 se muestran aquellas líneas cuyas cargabilidades son aliviadas por nuevos proyectos decretados.

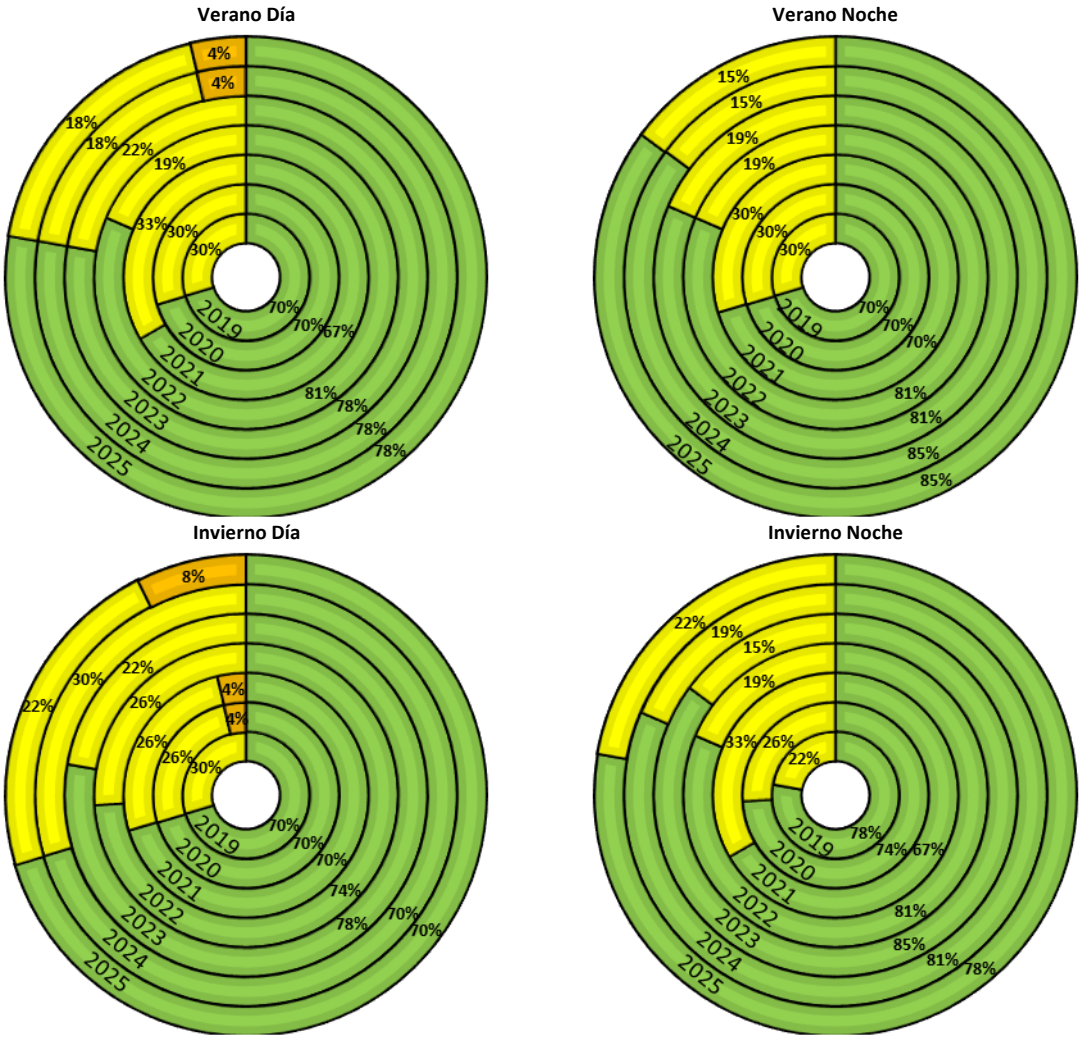


figura 5.25. Evolución del Estado de Cargabilidad de Líneas de Transmisión Zonal, Zona Arica – Diego de Almagro.

Tabla 5-14. Transformadores AT/MT sobrecargados en el corto plazo que cuentan con una solución.

Instalación Sobrecargada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática	Fecha de Alivio	Nivel de Carga Previo
110 kV Esmeralda-Centro	NUEVA S/E GUARDIAMARINA	2022	51%
110 kV Esmeralda-La Portada	NUEVA S/E GUARDIAMARINA	2022	24%
110 kV Capricornio-T.O. Salar del Carmen	NUEVA S/E GUARDIAMARINA	2022	64%

5.1.7 IMPACTO LOCAL DEBIDO AL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN HORIZONTE 2019 - 2025

En el marco del Plan de Descarbonización actualmente en curso, a continuación, se muestra el impacto identificado[8] ante la salida de las siguientes unidades generadoras presentes en la Zona Arica – Diego de Almagro indicadas en la tabla 5-15.

Tabla 5-15. Problemáticas actuales de operación en la Zona Arica – Diego de Almagro.

Unidad de Generación	Empresa	Potencia MW	Cierre de Operación
Tarapacá CTTAR	Enel	158	Dic-2019
Tocopilla U14	Engie	136	May – 2024
Tocopilla U15	Engie	132	May – 2024

El impacto del retiro de las unidades se presenta en condiciones particulares en la zona de 220 kV cercana a S/E Lagunas; se asocia principalmente a condiciones de zonas con altos consumos y reducidos recursos de generación y/o control de tensión.

De los análisis estáticos, se tiene que tanto las tensiones en barras como los niveles de carga por elementos serie se encuentran dentro de los rangos normativamente admisibles en una condición operativa normal.

Ante contingencia simple (N-1) la mayoría de los casos cumple con las exigencias normativas, exceptuando las siguientes situaciones:

- Subtensiones en S/E Puquios 220 kV y S/E Challacollo 220 kV: Con independencia del Escenario evaluado, al perder ya sea la línea 1x220 kV Lagunas – Challacollo o bien la línea 1x220 kV Lagunas – Puquios, se presentan tensiones en torno a 0,86 p.u. en S/E Puquios 220 kV y Challacollo 220 kV.

- Sobrecarga en la línea 2x220 kV María Elena – Kimal: En condiciones de noche y por ende sin aporte de potencia activa por parte de parques fotovoltaicos (área norte del Norte Grande importando potencia), la pérdida de uno de los circuitos de la referida línea deriva en una sobrecarga del circuito paralelo de hasta un 20% (sentido Kimal – María Elena).

Estos fenómenos están sujetos a aumentos de consumo en la zona por sobre los 200 MW.

El conjunto de contingencias estudiadas es la mostrada en la figura 5.26.

[8] El consultor Estudios Eléctricos ha realizado el Estudio del Comportamiento Sistémico ante Escenarios de Descarbonización en el Sistema Eléctrico Nacional para el año 2025, como insumo en el análisis de estudios eléctricos en el marco de la descarbonización.

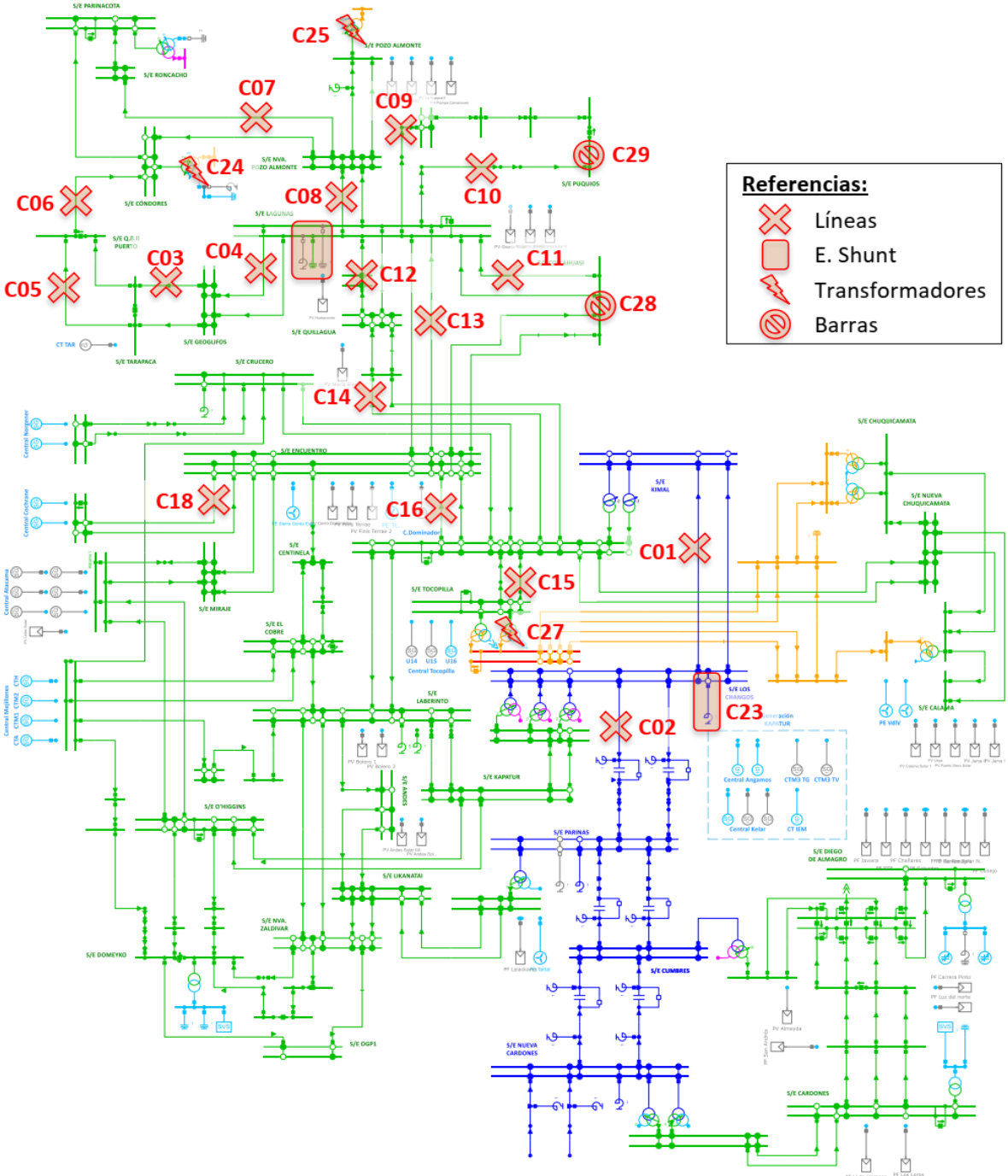


Figura 5.26. Unilineal de la Zona de Influencia con identificación de contingencias analizadas, Zona Arica – Diego de Almagro.

Respecto de la estabilidad transitoria, se confirman los resultados obtenidos en los análisis estáticos y adicionalmente se verifica que el sistema evoluciona satisfactoriamente ante todos los casos evaluados.

Por otro lado, el decremento en los niveles de cortocircuito en 2025 entre el caso sin las 6 unidades respecto al caso con aquellas disponibles se aprecia mayoritariamente en las SS/EE de 220 kV cercanas a los puntos de conexión de las unidades que se retiran de servicio; destacan S/E Tarapacá 220 kV (-27%), S/E Tocopilla 220 kV (-19%), S/E Geoglifos 220 kV (-18%) y S/E Lagunas 220 kV (-14%) principalmente.

Pese a la disminución identificada en 2025 por el retiro de las unidades térmicas, en términos generales los cortocircuitos obtenidos para esa fecha en la Zona Arica – Diego de Almagro son comparables o superiores a los actualmente existentes con la disponibilidad de dichas unidades, lo cual se asocia principalmente a la incorporación de la obra futura línea 2x500 kV Los Changos – Kimal. Como ejemplo de lo anterior, se identifica que las SS/EE Lagunas 220 kV y Encuentro 220 kV alcanzan un nivel de cortocircuito aproximadamente 35% superior al que tienen actualmente.

Se identifican incrementos en las sensibilidades dV/dP y dV/dQ, siendo los nodos al norte de S/E Lagunas los que presentan una mayor variabilidad en función de la potencia reactiva y especialmente de la potencia activa. Esto se asocia a condiciones en las cuales la ausencia de generación solar (escenarios de noche), conlleva a que el área sea importadora de potencia al no contar con otros generadores sincrónicos de despacho habitual y carecer de mayores recursos de control de tensión. Esto sugiere la conveniencia de poder contar con fuentes ERV en la zona con la capacidad de controlar la tensión de día e incluso de noche.

Con independencia de lo anterior y en forma análoga a lo identificado en los análisis de cortocircuitos, pese a que la salida de las unidades térmicas produce un aumento en las sensibilidades de tensión, los valores absolutos en 2025 son menores que los actuales de 2019, es decir, se prevé que el área sea más robusta en 2025 que en 2019. Respecto a esto, la obra 2x500 kV Los Changos – Kimal y el acceso en doble circuito en 220 kV desde Nueva Pozo Almonte hacia Parinacota favorecen esta condición.

5.1.8 PROBLEMÁTICAS ACTUALES DE OPERACIÓN

En la tabla 5-16 se muestran las problemáticas operacionales actuales en el sistema de la Zona Arica – Diego de Almagro.

Tabla 5-16. Problemáticas actuales de operación en la Zona Arica – Diego de Almagro.

Instalación Identificada	Problemática Operacional
Línea 220 kV Tarapacá - Cóndores	Ante desconexión de uno de los circuitos, no es posible alimentar la carga de toda la zona por problemas de capacidad y de tensión.
Línea 220 kV Cóndores - Parinacota	
Línea 220 kV Lagunas - Pozo Almonte	
S/E Capricornio	Ante desconexión de uno de los transformadores 220/110 kV se estima la posibilidad de dificultades para alimentar la carga de toda la zona en redes de 110 kV por problemas de capacidad y de tensión.
S/E Mejillones	
SS/EE Mejillones y Crucero	Capacidad de ruptura de interruptores sobrepasada.

Cabe destacar las problemáticas en las líneas de 1x220 kV Tarapacá – Cóndores, Cóndores – Parinacota y Lagunas - Pozo Almonte, existe la obra *Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV* incluida en el Decreto Exento N°373 de 2016, que incluye nuevas líneas de 220 kV desde la nueva subestación a SS/EE Cóndores, Parinacota y Lagunas.

Por otro lado, las problemáticas de SS/EE Capricornio y Mejillones se ven resueltas por un nuevo transformador 220/110 kV de 80 MVA en S/E Capricornio, que se incluye dentro de la obra *Ampliación en S/E Capricornio* del Decreto Exento N°418 de 2017.

5.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA

5.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 116.058 km^2. Considerando los resultados del Censo 2017, la población total de la zona es de aproximadamente 1.134.271 habitantes, lo que corresponde al 6,5% de la población total del país.

El sistema se ubica en el norte del país y cubre una extensión de unos 740 km, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas principalmente en las siguientes regiones:

- Región de Atacama.
- Región de Coquimbo.

La figura 5.27 presenta un mapa geográfico de la zona de estudio, ilustrando algunas de sus líneas eléctricas de más alta tensión.

Las instalaciones del sistema de transmisión que se encuentran en la zona son esquematizadas de manera general en la figura 5.28, las cuales a su vez son individualizadas con información relevante en la tabla 5-17. Se puede indicar que la zona posee líneas de transmisión energizadas en 220 kV y 500 kV, las que aproximadamente suman una extensión de 3.000 km.

Figura 5.27. Mapa geográfico de la Zona Diego de Almagro - Quillota.

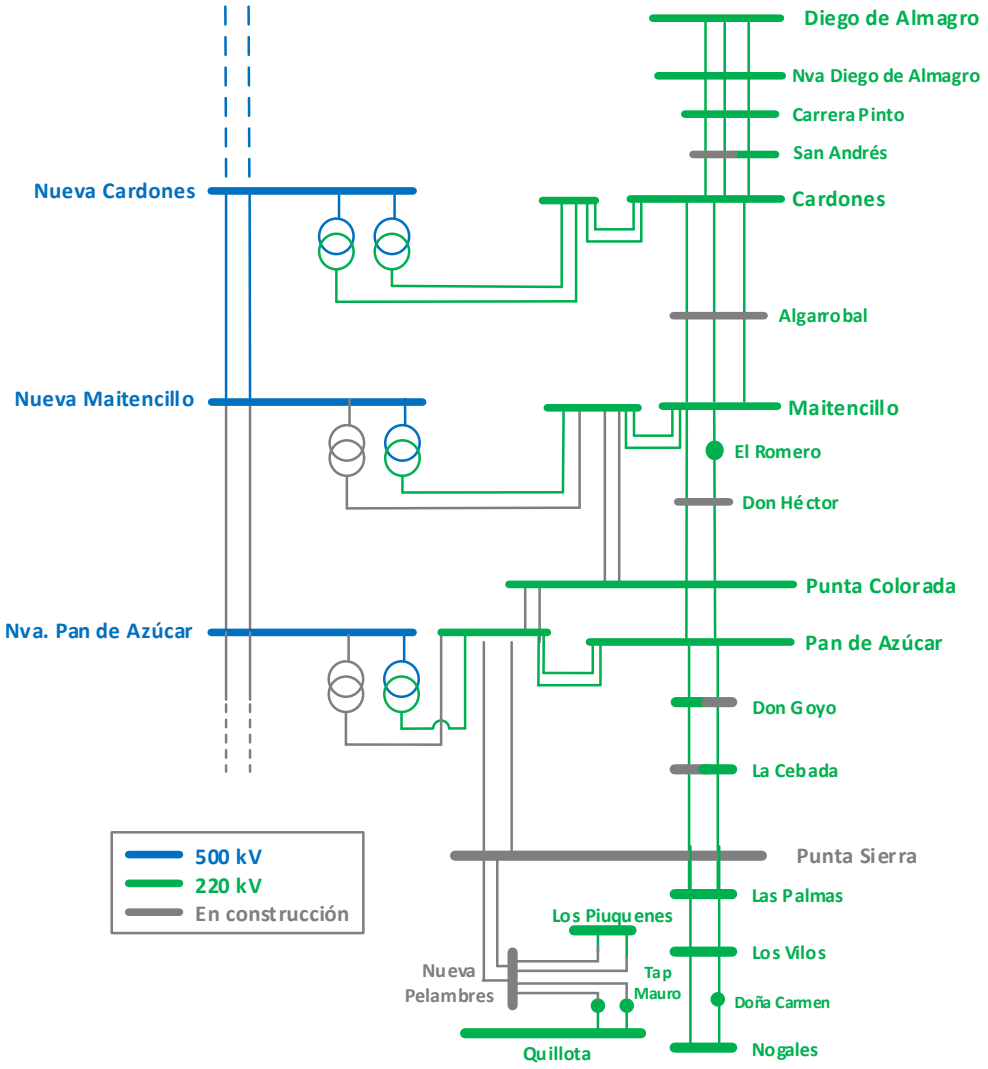


Figura 5.28. Sistema de Transmisión Nacional de la Zona Diego de Almagro – Quillota..

Tabla 5-17. Sistema de Transmisión Nacional Zona Diego de Almagro – Quillota.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Diego de Almagro – Carrera Pinto L1	220	1	400	Existente
L. Diego de Almagro – Carrera Pinto L2	220	2	343	Existente
L. Carrera Pinto – San Andrés L1	220	1	400	Existente
L. Carrera Pinto – San Andrés L2	220	2	343	Existente
L. San Andrés – Cardones L1	220	1	400	Existente
L. San Andrés – Cardones L2	220	2	343	Existente
L. Cumbre – Nueva Cardones	500	2	1.500	Existente
L. Nueva Cardones – Cardones	220	2	750	Existente
L. Cardones - Maitencillo	220	2	260	Existente
L. Nueva Maitencillo – Maitencillo	220	2	750	Existente
L. Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	500	2	1865	Existente
L. Nueva Cardones – Cardones	220	2	750	Existente

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Maitencillo – Don Héctor	220	2	197	Existente
L. Don Héctor – Punta Colorada	220	2	197	Existente
L. Punta Colorada – Pan de Azúcar	220	2	197	Existente
L. Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	500	2	1.700	Existente
L. Nueva Maitencillo – Maitencillo	220	2	750	Existente
L. Nueva Pan de Azúcar - Pan de Azúcar	220	2	750	Existente
L. Nueva Maitencillo – Punta Colorada	220	2	580	Jun-21
L. Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar	220	2	580	Jun-21
L. Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	500	2	1.700	Existente
L. Nueva Pan de Azúcar – Pan de Azúcar	220	2	750	Existente
L. Pan de Azúcar – Las Palmas	220	2	224	Existente
L. Las Palmas – Los Vilos	220	2	224	Existente
L. Los Vilos – Nogales	220	2	224	Existente
L. Nogales – Quillota	220	2	224	Existente
L. Nogales – Polpaico	220	2	1.500	Existente
L. San Luis – Quillota	220	2	1.968	Existente
L. Quillota – Polpaico	220	2	1.099	Existente
L. N. Pan de Azúcar – Punta Sierra	220	2	580	Jun-22
L. Punta Sierra – N. Pelambres	220	2	580	Jun-22
Transformador S/E Nueva Cardones T1	500/220	1	750	Feb-18
Transformador S/E Nueva Cardones T2	500/220	1	750	Ene-20
Transformador S/E Cumbre T1	500/220	1	750	Ene-20
Nueva S/E Nueva Diego de Almagro	220	-	-	Existente
S/E San Andrés (seccionamiento completo)	220	-	-	Nov-19
S/E Algarrobal	220	-	-	Nov-19
Transformador S/E Nueva Cardones 500/220 T1	220	1	750	Existente
Transformador S/E Nueva Cardones 500/220 T2	500/220	1	750	Ene-20
Transformador S/E Nueva Maitencillo 500/220 T1	500/220	1	750	Existente
Transformador S/E Nueva Maitencillo 500/220 T2	500/220	1	750	Ene-20
Transformador 1 S/E Nueva Maitencillo	500/220	1	750	Existente
Transformador 1 S/E Nueva Pan de Azúcar	500/220	1	750	Existente
Transformador 2 S/E Nueva Maitencillo	500/220	1	750	Jun-20
Transformador 2 S/E Nueva Pan de Azúcar	500/220	1	750	Jun-20
S/E Nueva Maitencillo	500-220	-	-	Existente
S/E Nueva Pan de Azúcar	500-220	-	-	Existente
Transformador 1 S/E Nueva Pan de Azúcar	500/220	1	750	Existente
Transformador 2 S/E Nueva Pan de Azúcar	500/220	1	750	Feb-21
S/E Punta Sierra	220	-	-	Existente
S/E Don Goyo (seccionamiento completo)	220	-	-	Nov-19
S/E La Cebada (seccionamiento completo)	220	-	-	Existente
S/E Río Aconcagua	220-110	-	-	Oct-21

El sistema de transmisión zonal estudiado en esta área se compone por un total de 52 líneas de transmisión, cuya extensión alcanza cerca de 1.331 km con niveles de tensión de 110 kV y 66 kV, en donde predominan las líneas de 110 kV (41 líneas), las que abarcan 1.055 km de longitud, aproximadamente.

El sistema de transmisión zonal en esta área es enmallado, operando principalmente de forma radial. Por otro lado, estas redes se alimentan a través de subestaciones de 220 kV y 110 kV, las cuales corresponden a:

- S/E Cardones
- S/E Diego de Almagro
- S/E Maitencillo
- S/E Pan de Azúcar
- S/E Choapa
- S/E Quillota

Adicionalmente, existen redes radiales de 66 kV alimentadas desde las SS/EE Ovalle e Illapel.

En la figura 5.29 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión zonal en estudio, divididas por tensión, en donde se aprecia la alta proporción de líneas de 110 kV.

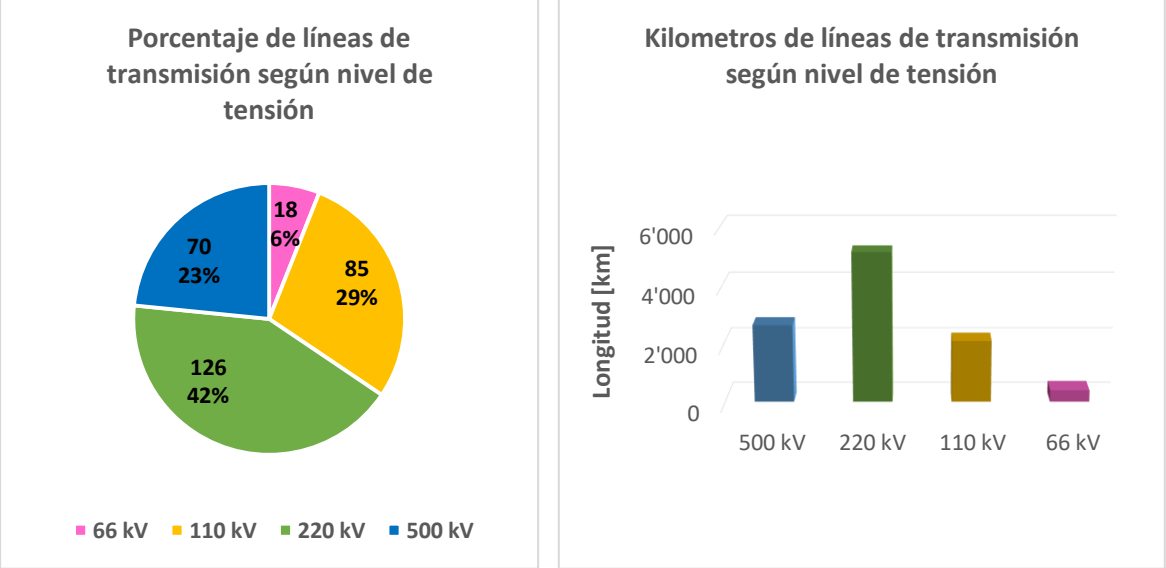


Figura 5.29. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Además, la zona bajo análisis cuenta con 5 transformadores de tres devanados (3D) con niveles de tensión en los lados de alta de 110/66 kV y 2 de 220/110 kV.

En las figura 5.30 y figura 5.31 se muestran respectivamente los transformadores agrupados por capacidad de transformación y por niveles de tensión por los devanados de alta.

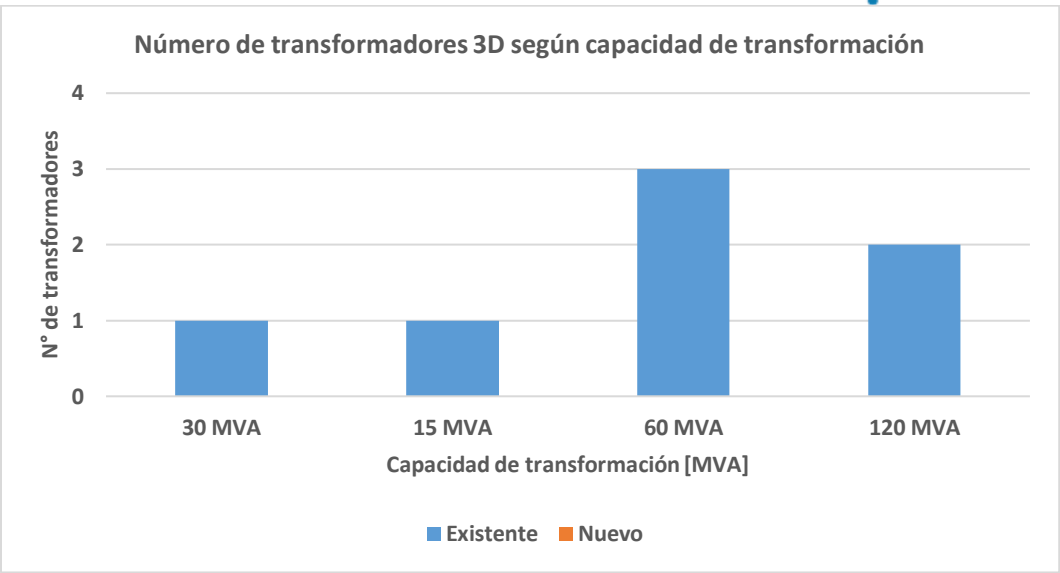


Figura 5.30. Cantidad de transformadores según niveles de transformación y capacidad, Zona Diego de Almagro - Quillota.

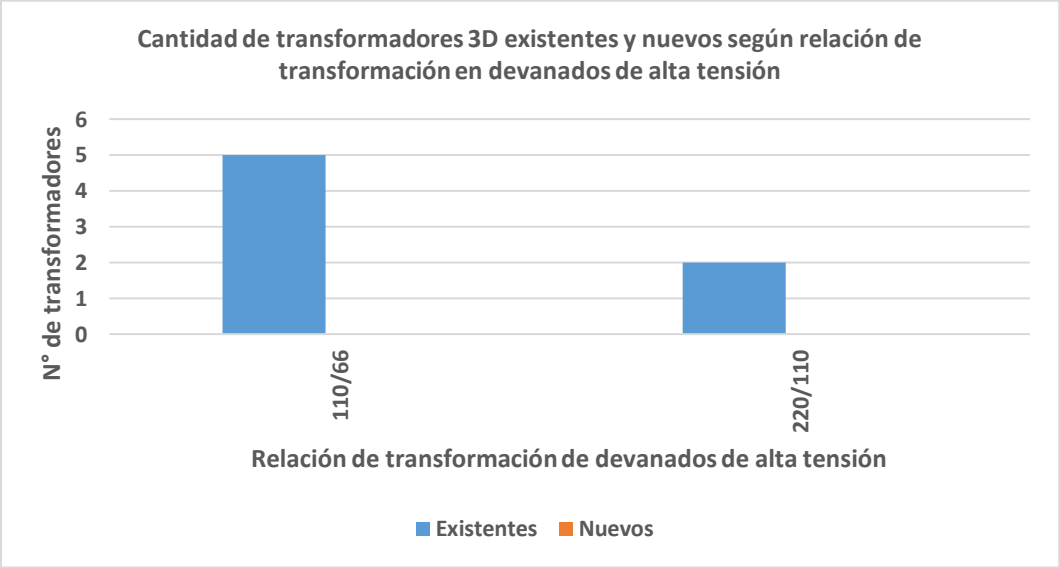


Figura 5.31. Cantidad de transformadores según relación de transformación, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Respecto a los transformadores AT/MT, existen 55 transformadores AT/MT de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 2 MVA hasta 48 MVA.

En la figura 5.32, se muestra la cantidad de transformadores según la capacidad de estos. En esta figura se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 10, 20 y 30 MVA.

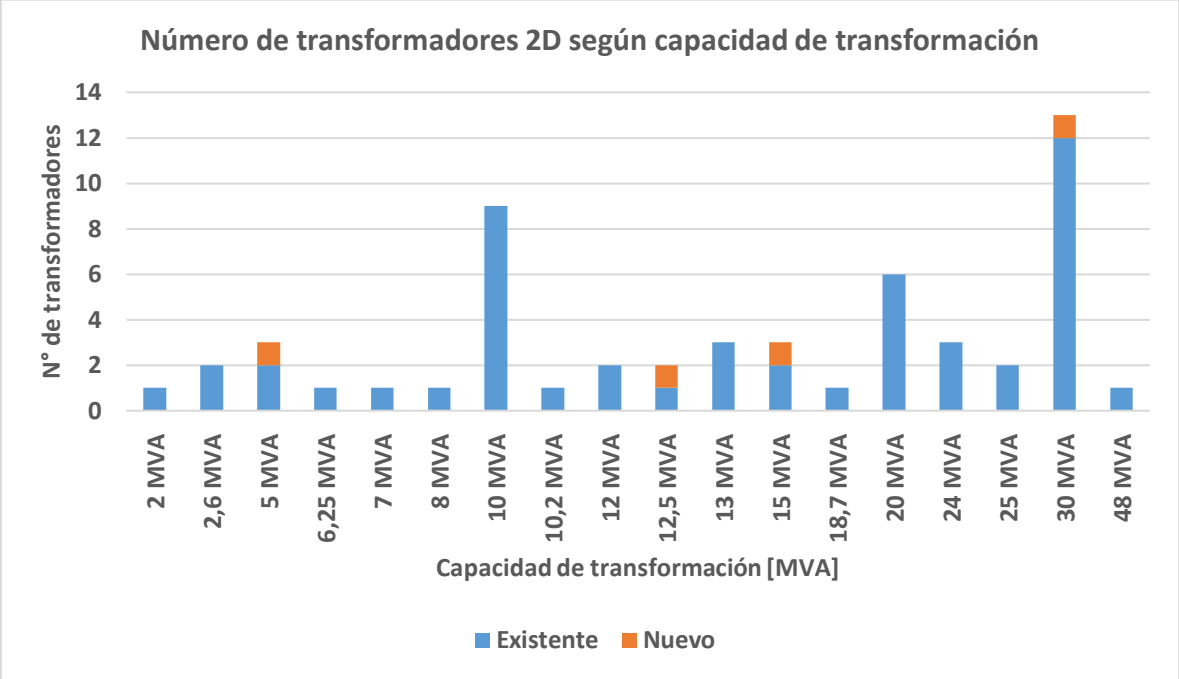


Figura 5.32. Cantidad de transformadores según capacidad, Zona Diego de Almagro - Quillota.

5.2.2 ANTECEDENTES PARA EL DIAGNÓSTICO

La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis se presenta en la tabla 5-18.

Tabla 5-18. Cuadro de temperaturas por zona, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Diego de Almagro	35 °C	20 °C	30 °C	15 °C
Cardones	35 °C	30 °C	35 °C	25 °C
Maitencillo	35 °C	25 °C	30 °C	20 °C
Pan de Azúcar	30 °C	25 °C	25 °C	20 °C
Illapel	35 °C	25 °C	30 °C	15 °C
Quinquimo	30 °C	25 °C	25 °C	15 °C

Se determinan las temperaturas máximas para cada uno de los periodos analizados, a través de las referencias indicadas en la metodología descrita en los capítulos introductorios.

Las tabla 5-19 y tabla 5-20 muestran las obras de expansión decretadas en esta zona según el Decreto Exento N°418 del 2017. En resumen, en el Decreto, se tienen un total de 9 obras de ejecución obligatoria en construcción, que se consideran dentro del escenario base y 4 obras de ejecución obligatoria.

Tabla 5-19. Obras de Ejecución Obligatoria en Construcción Zona –Diego de Almagro - Quillota (DE N° 418).

Obras Zonales de Expansión 418 Obligatorias	Escenario
Nueva Línea 2x66 kV Pan De Azúcar - Guayacán	Base
Proyecto El Peñón - Pan De Azúcar	Base
Aumento De Capacidad Tramo De Línea 1x110 kV Choapa - Illapel	Base
Aumento De Capacidad Línea 1x110 kV Pan De Azúcar – San Joaquín	Base

Obras Zonales de Expansión 418 Obligatorias	Escenario
Aumento De Capacidad En S/E San Juan	Base
S/E Castilla	Base
PROYECTO PARANAL – ARMAZONES	Base
Nuevos Transformadores En S/E Pan De Azúcar	Base
Nuevo Transformador En S/E Quillota	Base

Tabla 5-20. Obras de Ejecución Obligatoria Zona Diego de Almagro - Quillota (DE N° 418).

Obras Zonales de Expansión 418	Escenario
Ampliación en S/E Copayapu	Jul-2020
Ampliación en S/E San Joaquín	Jul-2020
Ampliación en S/E Combarbalá	Ene-2020
Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Maitencillo Algarrobo	Jul-2020

Dentro del Decreto Exento N°293 de 2018 del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, existen 5 obras de ampliación y 1 obra nueva, mostradas en la tabla 5-21.

Tabla 5-21. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Obras Zonales de Plan Expansión 2017	Escenario
Doble Vinculación Transformador Nº1 220/110 KV En S/E Cardones	Jul-2021
Ampliación En S/E Caldera	Jul-2021
Ampliación En S/E Cerrillos	Jul-2021
Ampliación En S/E Atacama Kozán	Jul-2021
Ampliación En S/E Plantas	Ene-2022
Nuevo Transformador En S/E Illapel	Jul-2021

Además, en el Decreto Exento N°4 de 2019 del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, existen 3 obras nuevas, mostradas en la tabla 5-22.

Tabla 5-22. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Obras Zonales de Plan Expansión 2017	Escenario
Nueva Línea 2x110 KV Desde S/E Caldera A Línea 1x110 KV Cardones – Punta Padrones	Ene-2023
Nueva Línea 1x110 KV Cerrillos – Atacama Kozán	Ene-2023
Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 KV	Ene-2022

El Decreto Exento N°198 de 2019 del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018, incluye un total de 3 obras de ampliación en esta zona, listados en la tabla 5-23.

Tabla 5-23. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Obras Zonales de Plan Expansión 2018	Escenario
Ampliación en S/E Ovalle	Ago-22
Adecuaciones en S/E Choapa	Ago-22
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Choapa – Illapel	Ago-23

Además, en el Decreto Exento N°231 de 2019 del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018, existen 1 obra nueva, que se muestra en la tabla 5-24.

Tabla 5-24. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Obras Zonales de Plan Expansión 2018	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Damascal	Ago-22

Adicionalmente, se modela la obra de expansión Subestación Seccionadora Línea Ovalle – Illapel 1x110 kV la cual es presentada vía artículo 102°, y autorizada por la CNE mediante la Resolución Exenta N° 772 del 2018. La tabla 5-25 indica el escenario en que esta obra es considerada.

Tabla 5-25. Obras autorizadas vía artículo 102°, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Obras Zonales de Expansión por Artículo 102°	Escenario
Subestación Seccionadora Línea Ovalle – Illapel 1x110 kV	Oct-2019

Los niveles de demanda considerados corresponden a las máximas coincidentes en 5 subzonas definidas acorde a los flujos de potencia y sus distribuciones en el sistema.
En la tabla 5-26, se presentan las fechas de demanda máxima coincidente, con las cuales se desarrolla el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-26. Fechas de demanda máxima coincidente, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Zona Cardones	2018-01-23 16:00:00	2018-12-20 21:00:00	2018-09-21 13:00:00	2018-06-24 20:00:00
Zona Choapa	2018-10-29 11:00:00	2018-12-31 21:00:00	2018-06-05 18:00:00	2018-06-12 19:00:00
Zona Diego de Almagro	2018-12-26 15:00:00	2018-12-31 21:00:00	2018-07-21 18:00:00	2018-08-02 20:00:00
Zona El Peñón	2018-02-23 16:00:00	2018-02-09 21:00:00	2018-04-11 11:00:00	2018-08-11 19:00:00
Zona Pan de Azúcar	2018-02-15 13:00:00	2018-03-26 20:00:00	2018-06-19 18:00:00	2018-06-21 20:00:00
Zona Quillota - Quinquimo	2018-01-23 10:00:00	2018-02-09 21:00:00	2018-04-30 10:00:00	2018-09-16 21:00:00
Zona Quinquimo	2018-02-23 14:00:00	2018-12-31 21:00:00	2018-04-30 12:00:00	2018-09-16 21:00:00
Zonal Maitencillo	2018-11-21 12:00:00	2018-12-10 21:00:00	2018-06-10 18:00:00	2018-06-13 20:00:00
Zona Cardones	2018-01-23 16:00:00	2018-12-20 21:00:00	2018-09-21 13:00:00	2018-06-24 20:00:00

5.2.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, las figura 5.33 a figura 5.41 presentan los resultados de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a esta zona del país. Los resultados para la totalidad de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional, y para los escenarios de oferta considerados, se encuentran disponibles en el Apéndice III – Uso esperado del Sistema de Transmisión Nacional.

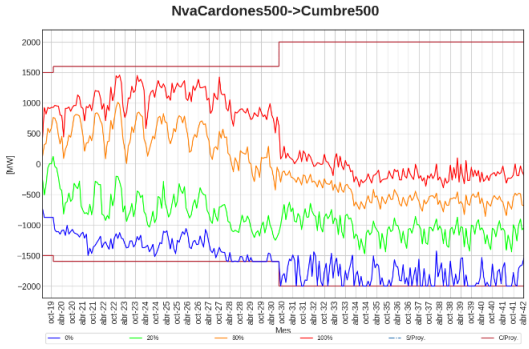


Figura 5.33. Utilización esperada línea 2x500 kV Nueva Cardones - Cumbre.

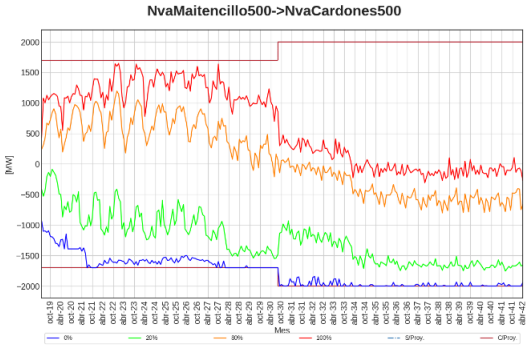


Figura 5.34. Utilización esperada línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Cardones.

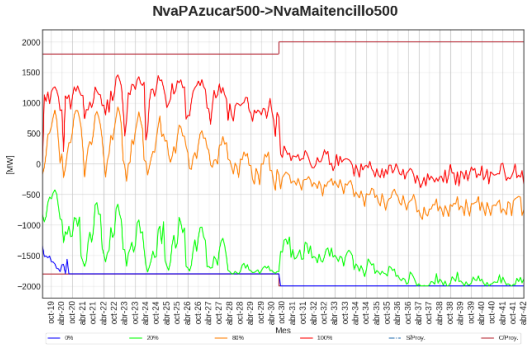


Figura 5.35. Utilización esperada línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo.

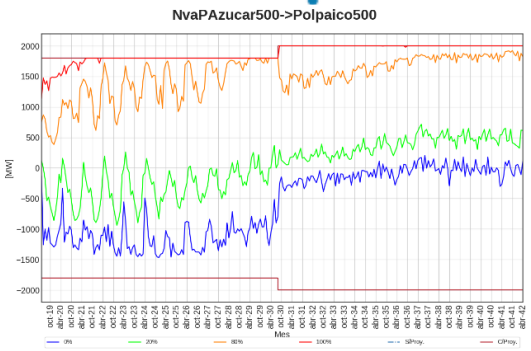


Figura 5.36. Utilización esperada línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

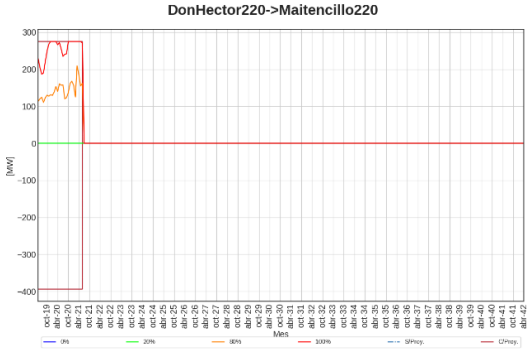


Figura 5.37. Utilización esperada línea 2x220 kV Don Héctor – Maitencillo.

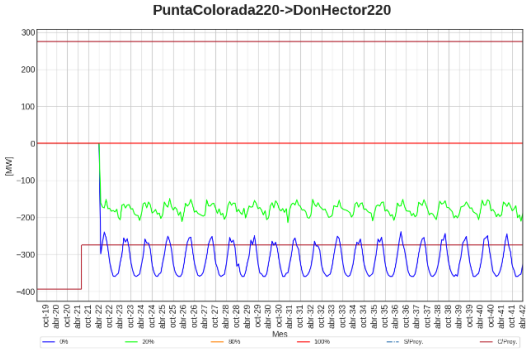


Figura 5.38. Utilización esperada línea 2x220 kV Punta Colorada - Don Héctor.

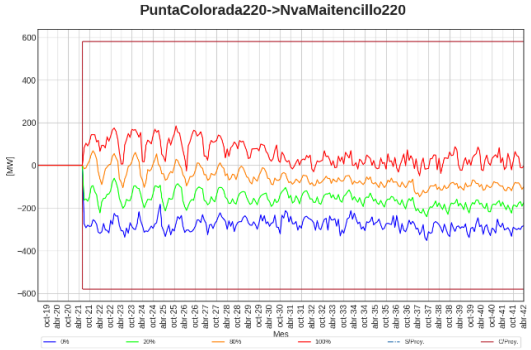


Figura 5.39. Utilización esperada línea 2x220 kV tramo Punta Colorada – Nueva Maitencillo.

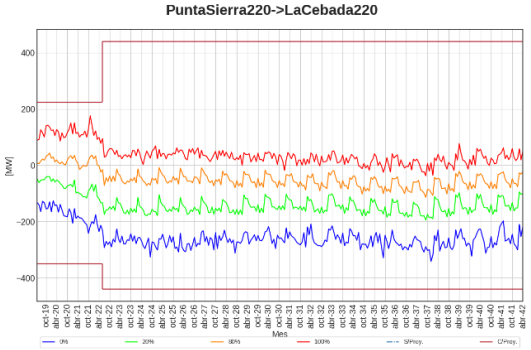


Figura 5.40. Utilización esperada línea 1x220 kV Punta Sierra – La Cebada.

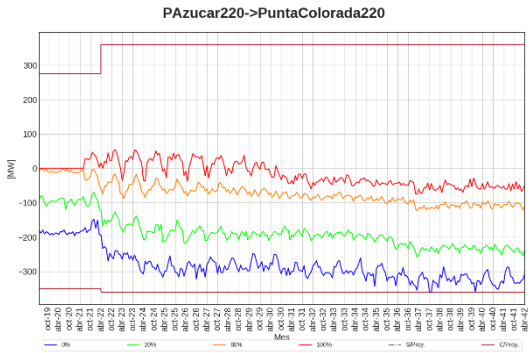


Figura 5.41. Utilización esperada línea 2x220 kV Pan de Azúcar – Punta Colorada.

5.2.3.1 Comentarios

- El sistema de 500 kV de Nueva Maitencillo a Polpaico, presenta un grado de congestión en el periodo posterior a la puesta en servicio de la línea 2x500 kV Los Changos – Kimal, así como la tercera unidad de transformación en la S/E Los Changos, lo que aumenta la capacidad de evacuación hacia el sur, esto se observar entre los años 2028 – 2030 principalmente.
- Las congestiones mencionadas se ven aliviadas con la puesta en servicio del sistema HVDC entre Kimal y Lo Aguirre el año 2030, entregando alrededor de 10 años de ausencia de congestiones.
- Tal como se analizó en la sección 5.1.3.1, respecto del riesgo en la fecha de entrada en operación del Proyecto HVDC Kimal-Lo Aguirre, se evaluará una solución para el mediano plazo en el corredor de 500 kV HVAC de esta zona, en conjunto con InterChile, propietario de dichas instalaciones, para su inclusión en el informe complementario. En específico, estas soluciones buscan aumentar las capacidades del sistema de transmisión entre Cardones y Polpaico.
- Por su parte, el tramo comprendido entre las SS/EE Maitencillo, Don Héctor, Punta Colorada y Pan de Azúcar, en 220 kV, presenta congestiones en la medida en que esas líneas operen enmalladas, y se desarrollen proyectos de generación en la zona, debido a la diferencia de capacidad de los corredores paralelos (2x197 y 2x500 MVA).

5.2.4 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT

En la siguiente gráfica se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2019 (círculo interior) hasta el 2025 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

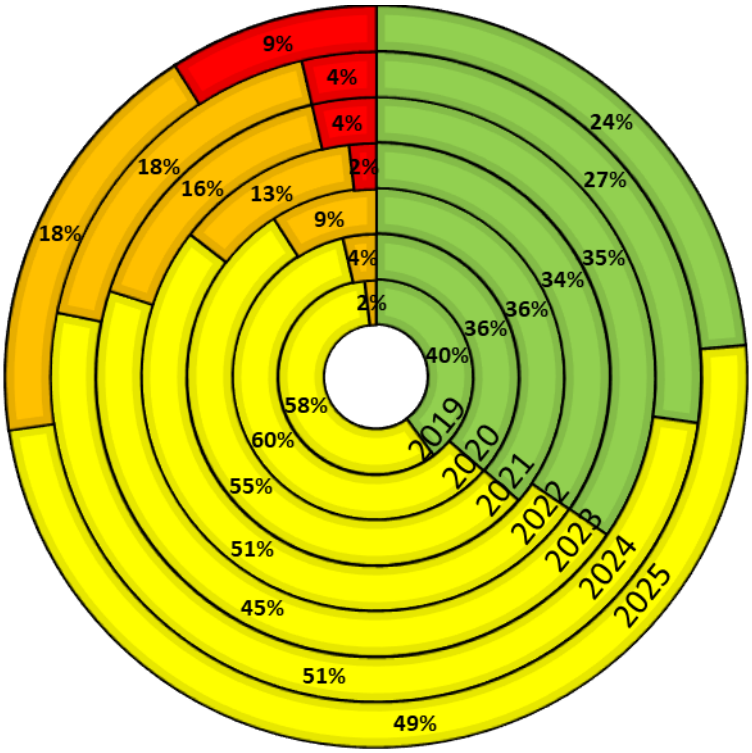


Figura 5.42. Evolución del Estado de Cargabilidad de los transformadores AT/MT, Zona Diego de Almagro - Quillota.

De la figura 5.42, se aprecia que en el año 2022 se estima un 2% de transformadores con sobrecargas, lo cual aumenta hasta un 9% de transformadores en el 2025.
A continuación, se presentan los listados de transformadores con cargabilidades superiores al 85% en el periodo 2019 – 2025, agrupados acorde a su nivel de criticidad y la posibilidad de solucionar sus congestiones estimando una redistribución de carga entre transformadores.

- **Transformadores con sobrecargas no mitigables**

En esta zona de estudio se estima que existen 2 transformadores congestionados que no pueden ser aliviados por redistribuciones de carga a transformadores y/o subestaciones aledañas.

La tabla 5-27 muestra aquellos transformadores que presentan sobrecargas estimadas en el periodo 2019 – 2025.

Tabla 5-27. Transformadores AT/MT sobrecargados período 2019-2025, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Trasformador
PAN DE AZUCAR 110/13,8 kV 30 MVA T11
QUINQUIMO 110/23 kV 20 MVA 1

Se aprecian 2 transformadores con sobrecargas que se estiman a partir del año 2022 para el transformador de Pan de Azúcar y 2025 para el de Quinquimo.

Se destaca que para la zona comprendida en Pan de Azúcar no se encuentran datos suficientes para determinar posibles traspasos de demanda a transformadores aledaños.

La tabla 5-28 muestra el listado de transformadores que presentan una cargabilidad entre el 85% y el 100% durante el periodo 2019-2025.

Tabla 5-28. Transformadores AT/MT con 85% al 100% de cargabilidad 2019 – 2025, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Trasformador
MONTE PATRIA 66/23 kV 10 MVA

En particular en la S/E Monte Patria, existe un transformador 13,2/23 kV, que de prestar respaldo a este transformador permite mantener las cargabilidades en hasta un 83% en el 2025; sin embargo, se debe estudiar la posibilidad de realizar esta maniobra operativa.

- **Transformadores con sobrecargas solucionables**

La tabla 5-29 enlista aquellos transformadores que, a partir de los análisis, pueden ver reducciones de cargabilidad por redistribuciones de demanda en la zona y/o obras menores por parte de las empresas propietarias. Las estimaciones de redistribuciones de demanda se realizan a partir de las capacidades de transformación por nivel de tensión y las demandas máximas coincidentes en cada zona.

Tabla 5-29. Transformadores AT/MT sobrecargados periodo 2019-2025 [No críticos], Zona Diego de Almagro - Quillota.

Trasformador
COPIAPO 110/13,8 kV 15-20-24 MVA 2
GUAYACAN 66/13,8 kV 15 MVA 1
OVALLE 66/24 kV 30 MVA

El análisis del sistema de transmisión zonal que comprende las SS/EE Copiapó y S/E Plantas, indica que la demanda estimada en la zona alcanza un máximo del 84% de la capacidad de transformación total para el nivel de tensión de 13,8 kV en el 2025.
El análisis del sistema de transmisión zonal que comprende la S/E Guayacán, indica que la demanda estimada en la zona alcanza un máximo del 81% de la capacidad de transformación total para el nivel de tensión de 13,8 kV en el 2025.

El análisis del sistema de transmisión zonal que comprende la S/E Ovalle, indica que la demanda estimada en la zona alcanza un máximo del 77% de la capacidad de transformación total para el nivel de tensión de 24 kV en el 2025.

En la tabla 5-30 se muestra el listado de transformadores que presenta una cargabilidad entre el 85% y el 100% durante el periodo 2019-2025, que también puede ser solucionable mediante las estrategias mencionadas.

Tabla 5-30. Transformadores AT/MT con 85% al 100% de cargabilidad 2019 - 2025 [No críticos], Zona Diego de Almagro - Quillota.

Trasformador
CABILDO 110/25KV 30 MVA 1
CASAS VIEJAS 110/23 -13 KV 10 MVA
COPIAPO 110/13,8 kV 16-20-25 MVA 1
PLANTAS 110/13,8 16-20-24 MVA
SALAMANCA 110/24-13,8 kV 10 MVA
SAN JUAN 66/13,8 kV 10.2MVA
VALLENAR TR1 110/13,8 kV 10 MVA 1U
VALLENAR TR2 110/13,8 kV 10 MVA 1U

En particular en la S/E Cabildo, existe un transformador en reserva de 13 MVA que, de entrar en servicio, permite mantener las cargabilidades de ambos transformadores bajo del 70% en el 2025.

El análisis del sistema de transmisión zonal que comprende las SS/EE Casas Viejas y Marbella, indica que la demanda estimada en la zona alcanza un máximo del 84% de la capacidad de transformación total para el nivel de tensión de 13,2 kV (tensión de operación) en el 2025.

El análisis del sistema de transmisión zonal que comprende la S/E Salamanca, indica que la demanda estimada en la zona alcanza un máximo del 56% de la capacidad de transformación total para el nivel de tensión de 24 kV en el 2025.

El análisis del sistema de transmisión zonal que comprende la S/E San Juan, indica que la demanda estimada en la zona alcanza un máximo del 72% de la capacidad de transformación total para el nivel de tensión de 13,8 kV en el 2025.

El análisis del sistema de transmisión zonal que comprende la S/E Vallenar, indica que la demanda estimada en la zona alcanza un máximo del 81% de la capacidad de transformación total para el nivel de tensión de 13,8 kV en el 2025.

- **Transformadores con mitigación de sobrecargas por obras de expansión**

En la tabla 5-31 se muestran aquellos transformadores cuyas sobrecargas son resueltas por nuevos proyectos decretados.

Tabla 5-31. Transformadores AT/MT sobrecargados en el corto plazo que cuentan con una solución, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática	Fecha de Alivio	Nivel de Carga Previo
SAN JOAQUÍN 110/13,2 30 MVA T1	AMPLIACIÓN EN S/E SAN JOAQUÍN	2020	57%
SAN JOAQUÍN 110/13,2 30 MVA T2	AMPLIACIÓN EN S/E SAN JOAQUÍN	2020	39%
ILLAPEL 110/23 13 MVA T2	NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E ILLAPEL	2021	83%

5.2.5 DIAGNÓSTICO PARA TRANSFORMADORES AT/AT

Se diagnosticaron un total de 7 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados.

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

En la figura 5.43 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2019 (círculo interior) hasta el 2025 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

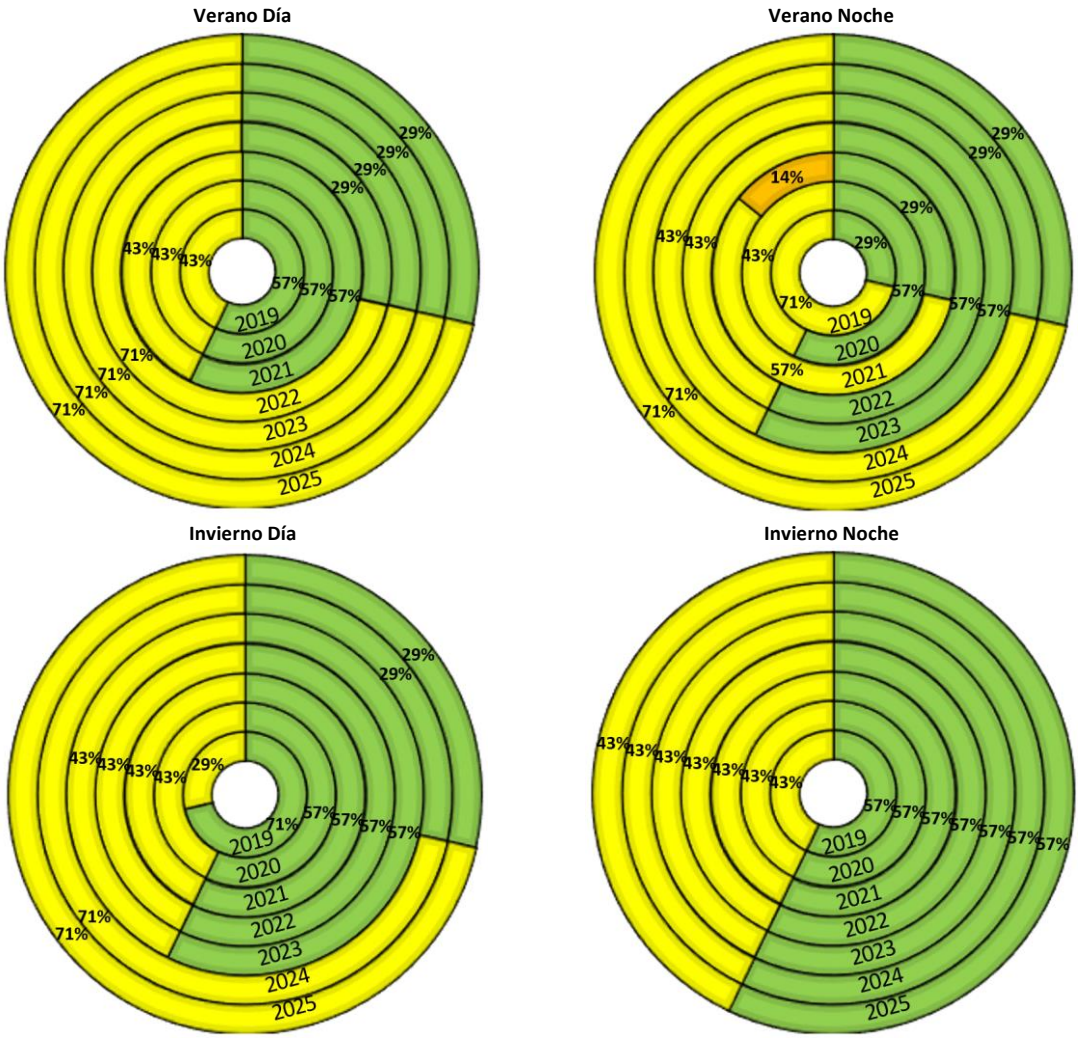


Figura 5.43. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Diego de Almagro - Quillota.

No se identifican transformadores que se sobrecarguen en el futuro, encontrándose todos con cargabilidades por debajo del 85% en todos los escenarios. A continuación, se presentan los listados de transformadores con cargabilidades superiores al 85% en el periodo 2019 – 2025, agrupados

acorde a su nivel de criticidad y de la posibilidad de solucionar sus sobrecargas por maniobras operativas o postergación.

- **Transformadores con sobrecargas no mitigables**

En esta zona de estudio no se identificaron transformadores AT/AT con niveles de cargabilidad sobre el 85%.

- **Transformadores con sobrecargas solucionables**

En esta zona de estudio no se identificaron transformadores AT/AT con niveles de cargabilidad sobre el 85%.

- **Transformadores solucionados por obras de expansión**

En esta zona de estudio no se identificaron obras de expansión asociadas a transformadores AT/AT.

5.2.6 DIAGNÓSTICO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se diagnostica un total de 54 líneas de transmisión zonal, considerando las líneas nuevas, siendo evaluadas ante los cuatro escenarios indicados.

En la figura 5.44 se presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2019 (círculo interior) hasta el 2025 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

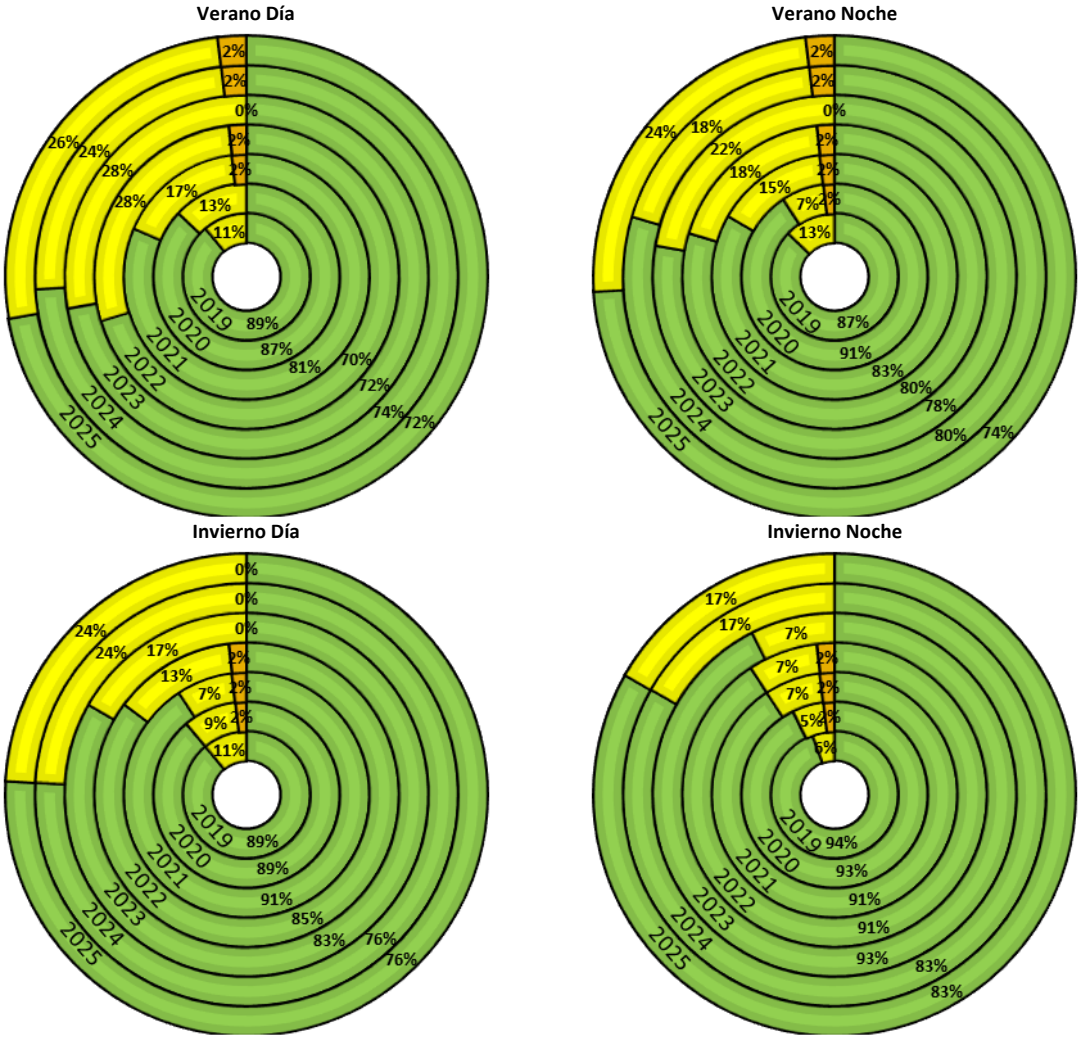


Figura 5.44. Evolución del Estado de cargabilidad de Líneas de Transmisión Zonal, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Para esta zona, el escenario de mayor exigencia general de sistema corresponde al Verano Día; sin embargo, en el año 2024 se encuentra solo una línea cargada sobre el 85% llegando al 92% en el 2025. El resto de líneas que se encuentran cargadas sobre el 85% en el periodo 2019 – 2025, se ven relajadas por obras de expansión que entran en servicio en el periodo de análisis.

A continuación, se presentan los listados de líneas zonales con cargabilidades superiores al 85% en el periodo 2019 – 2025, agrupados acorde a su nivel de criticidad y de la posibilidad de solucionar sus congestiones por maniobras operativas.

- **Líneas con sobrecargas solucionables**

A continuación, la tabla 5-32 muestra aquellas líneas con sobrecargas estimadas en el periodo 2019 -2025, las cuales no es posible reducir a través de maniobras operativas.

Tabla 5-32. Líneas de Transmisión con 85% al 100% de cargabilidad 2019 – 2025, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Quillota - Marbella 110 kV	Si	No	No	No

En el caso de la línea 1x110 kV Quillota - Marbella, se tiene una cargabilidad de 92% en el 2025; sin embargo, la empresa CGE informa que esta línea ve limitada su capacidad por un tramo de 1 km que tiene conductor con capacidad inferior al resto de la línea.

- **Líneas con congestiones solucionables**

En esta zona de estudio no se identifican líneas con niveles de cargabilidad sobre el 85%.

- **Líneas solucionadas por obras de expansión**

En la tabla 5-33 se muestran aquellas líneas cuyas cargabilidades son aliviadas por nuevos proyectos decretados.

Tabla 5-33. Transformadores AT/MT sobrecargadas en el corto plazo que cuentan con una solución, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática	Fecha de Alivio	Nivel de Carga Previo
Cardones – Copayapu (Copiapó) 110 kV	AMPLIACIÓN EN S/E COPAYAPU	2023	83%
Copayapu – Copiapó 110 kV	Seccionamiento de la línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones	2023	105%
Cardones - Copayapu 110 kV	Ampliación de S/E Plantas y Seccionamiento de la línea 1x220 kV Cardones – Cerro Negro	2023	86%
Choapa - Illapel 110 kV	Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Choapa – Illapel	2024	96%

Cabe destacar que si bien el proyecto *Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Choapa – Illapel* soluciona los problemas de congestiones ante la entrada del proyecto Subestación Seccionadora Línea 1x110 kV Ovalle – Illapel, el cual considera una demanda representativa de 35 MVA, se detectan problemas de control de tensión en las barras de la S/E Illapel y la futura S/E seccionadora. Esto se adiciona a la dificultad de control de tensión en S/E Ovalle, debido a ser un sistema que opera radialmente desde S/E Pan de Azúcar.

Lo anterior se ilustra en la figura 5.45 para el periodo 2020 – 2025.

Se destaca que se requiere una completa evaluación de las diferentes medidas operativas disponibles para establecer la necesidad real de reactivos en la zona.

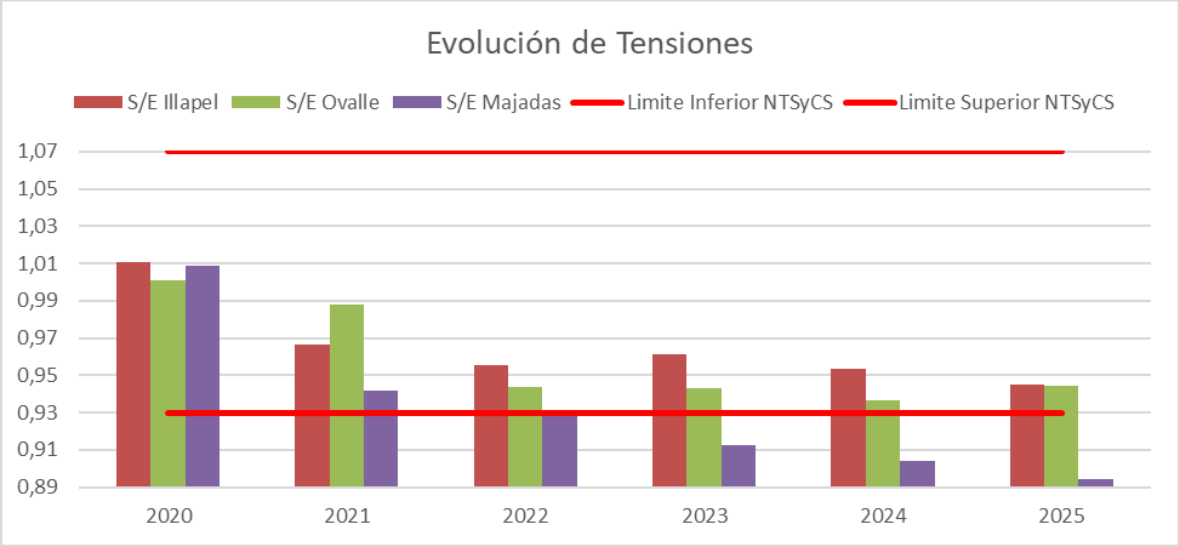


Figura 5.45. Evolución de tensiones Zona 110 kV llapel – Ovalle, Zona Diego de Almagro - Quillota.

5.2.7 IMPACTO LOCAL DEBIDO AL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN HORIZONTE 2019 - 2025

No se aprecia impacto local debido al primer tren de descarbonización anunciado por el Gobierno de Chile, pues en esta zona no existen centrales que se retiren.

5.2.8 PROBLEMÁTICAS ACTUALES DE OPERACIÓN

En la tabla 5-34 se muestra las problemáticas operacionales actuales en el sistema de la Zona Diego de Almagro - Quillota.

Tabla 5-34. Problemáticas actuales de operación en la Zona Diego de Almagro - Quillota.

Instalación Identificada	Problemática Operacional
S/E Diego de Almagro	Transformadores Nº3 y Nº4 220/110 kV, 120 MVA, con paño común de 220 kV y 110 kV, por lo que la falla en cualquiera de ellos provoca la desconexión intempestiva de ambos, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E (donde hay consumos regulados).
S/E Cardones	Transformadores Nº1 y Nº3 220/110 kV, 75 MVA, conectados a la misma sección de barra de 220 kV. Desconexión intempestiva de esta sección de barra provoca la desconexión por sobrecarga del transformador Nº2 220/110 kV, 75 MVA, de esta S/E, conectado a la otra sección de barra, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E.
S/E Pan de Azúcar	Transformadores Nº3 220/110 kV, 75 MVA, y Nº9 220/110 kV, 90 MVA, con paños comunes de 220 kV y 110 kV. Falla en cualquiera de ellos provoca la desconexión intempestiva de ambos, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E.
	Transformadores Nº3 220/110 kV, 75 MVA, y Nº9 220/110 kV, 90 MVA, conectados a la misma sección de barra de 220 kV. Desconexión intempestiva de esta sección de barra provoca la desconexión por sobrecarga del transformador Nº4 220/110 kV, 75 MVA, de esta S/E, conectado a la otra sección de barra, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E.

5.3 ZONA QUINTA REGIÓN

5.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 16.396 km^2. Considerando los resultados del Censo 2017, la población total aproximada de la zona es de aproximadamente 1.815.902 habitantes, lo que corresponde al 10% de la población nacional.
El sistema se ubica en el centro del país y comprende las instalaciones ubicadas en la Región de Valparaíso, según lo mostrado en la figura 5.46.

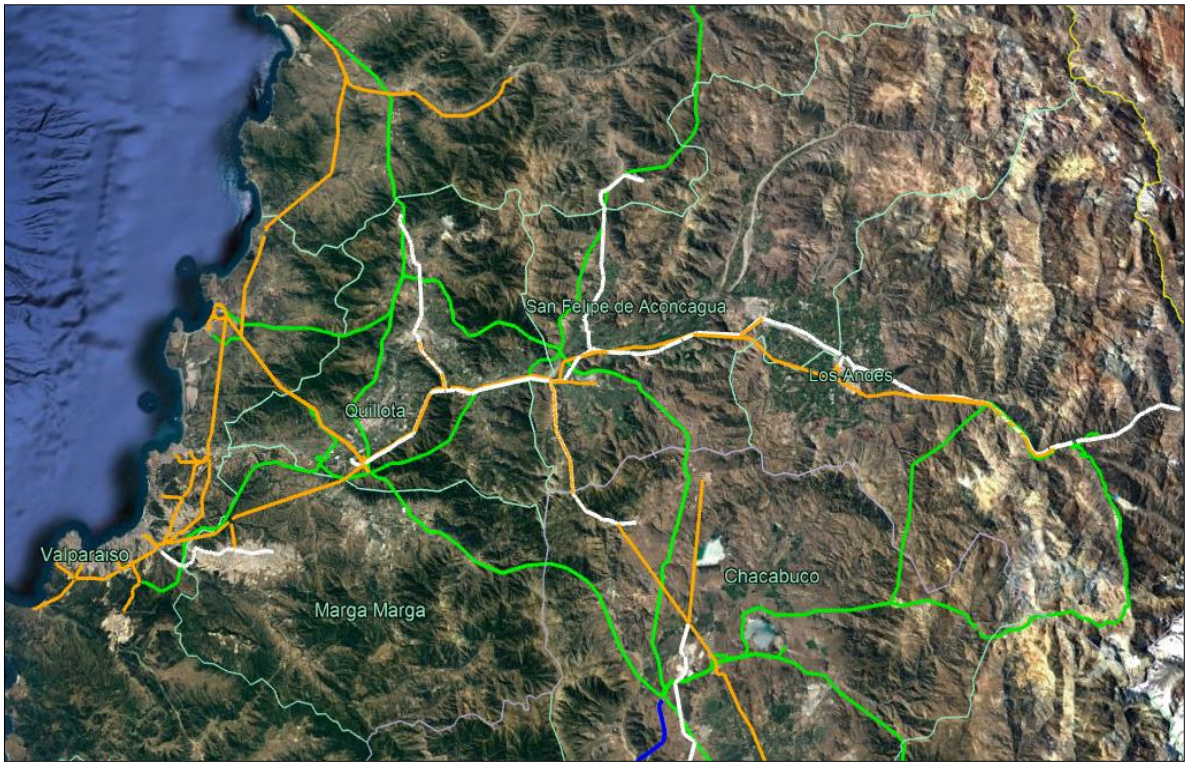


Figura 5.46. Mapa geográfico de la Zona Quinta Región.

El sistema Zona Quinta cuenta con puntos importantes de generación, localizándose uno de ellos en la zona de Quintero, formado por las centrales termoeléctricas a carbón: Campiche, Nueva Ventanas, Ventanas 1 y 2. Parte de esta generación ingresa al sistema zonal de la Región de Valparaíso, a través de la S/E 110 kV Ventanas, otra parte de la generación se incorpora al sistema nacional a través de la S/E 220 kV Nogales, desde esta subestación la energía se redistribuye hacia el norte por medio de la S/E Los Vilos y al sur por medios de las subestaciones 220 kV Quillota y 220 kV Polpaico. El otro punto de generación significativo es el ubicado en la zona de Quillota sector San Luis, en este lugar se encuentran las centrales GNL Nehuenco y San Isidro. Este último punto de generación abastece a parte del sistema zonal de la Región de Valparaíso a través de la S/E 220 kV Agua Santa, otra parte de la energía generada en San Luis, ingresa al sistema nacional a través de la S/E 220 kV Quillota. Las instalaciones más relevantes de la zona se muestran en la figura 5.47.

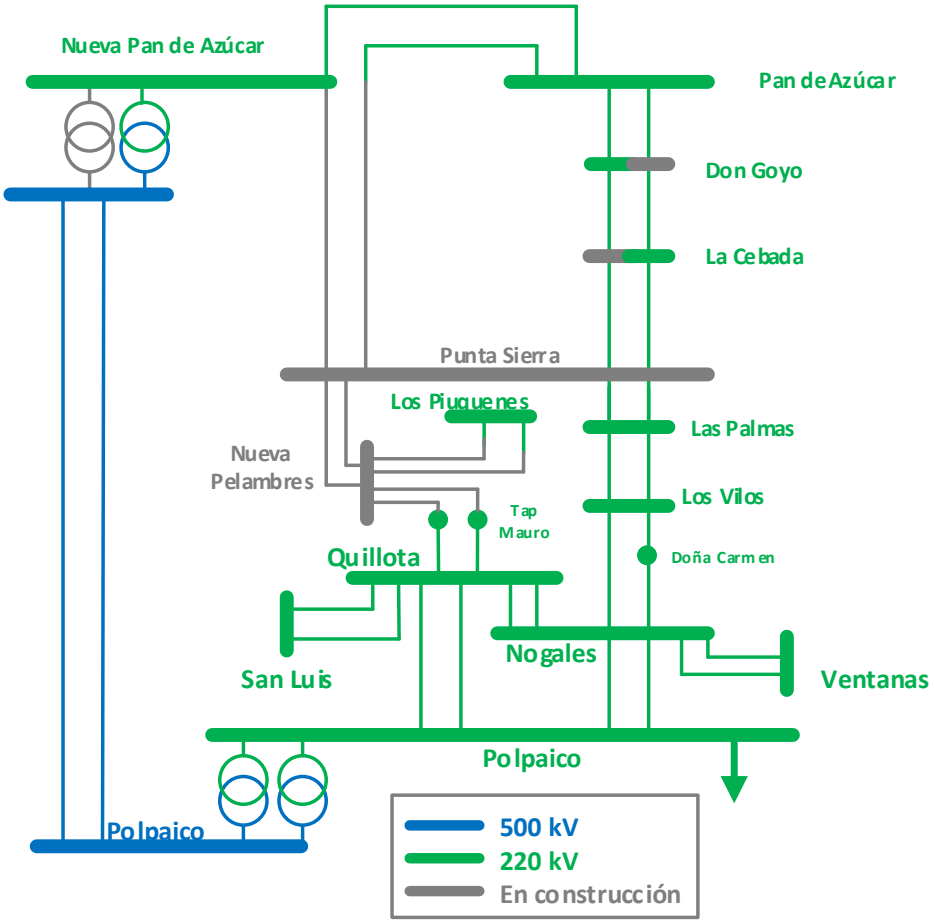


Figura 5.47. Diagrama Unilineal de la Zona Quinta Región.

Las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que se aprecian en la zona contemplan líneas de 500 kV y 220 kV, las cuales suman más de 600 km de longitud. Dichas instalaciones se individualizan en la tabla 5-35.

La zona Quinta cuenta con una subzona que es la zona cordillerana del Aconcagua, el sistema nacional para este sector se forma en gran mayoría por las instalaciones de 220 kV que se encuentran desde S/E Polpaico hasta S/E Los Maquis. La S/E Los Maquis es el punto de alimentación para el sistema zonal Aconcagua que abastece a los clientes regulados y libres principalmente de San Felipe y Los Andes. Adicionalmente, se identifica también la subzona de San Antonio, donde el sistema nacional lo conforman todas las instalaciones de 220 kV que van desde la S/E Lo Aguirre hasta la S/E Rapel. El sistema zonal es alimentado a través de la S/E Alto Melipilla, la cual abastece a los consumos regulados y libres de la zona de San Antonio y el Litoral central.

Tabla 5-35. Instalaciones del Sistema Nacional de la Zona Quinta Región.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	500	2	1.700	Existente
L. Nueva Pan de Azúcar – Pan de Azúcar	220	2	750	Existente
L. Pan de Azúcar – Las Palmas	220	2	224	Existente
L. Las Palmas – Los Vilos	220	2	224	Existente
L. Los Vilos – Nogales	220	2	224	Existente
L. Nogales – Quillota	220	2	224	Existente
L. Nogales – Polpaico	220	2	1.500	Existente
L. San Luis – Quillota	220	2	1.968	Existente
L. Quillota – Polpaico	220	2	1.099	Existente
L. N. Pan de Azúcar – Punta Sierra	220	2	580	Jun-22
L. Punta Sierra – N. Pelambres	220	2	580	Jun-22
Transformador 1 S/E Nueva Pan de Azúcar	500/220	1	750	Existente
Transformador 2 S/E Nueva Pan de Azúcar	500/220	1	750	Jun-20
S/E Punta Sierra	220	-	-	Existente
S/E Don Goyo (seccionamiento completo)	220	-	-	Existente
S/E La Cebada (seccionamiento completo)	220	-	-	Existente
S/E Río Aconcagua	220-110	-	-	May-21

El sistema zonal está compuesto por un total de 52 líneas de transmisión, cuya extensión alcanza cerca de 1,382 km con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV, 66 kV y 44 kV, donde las líneas de 110 kV son las que se presentan en mayor cantidad (34 líneas) y cubren la mayor distancia (662 km aproximadamente). Este sistema se abastece desde cinco puntos: S/E Ventanas 220/110 kV, S/E Quillota 220/110 KV, S/E Agua Santa 220/110 kV, S/E Alto Melipilla 220/110 kV y S/E Los Maquis 220/110 kV. La figura 5.48 presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio.

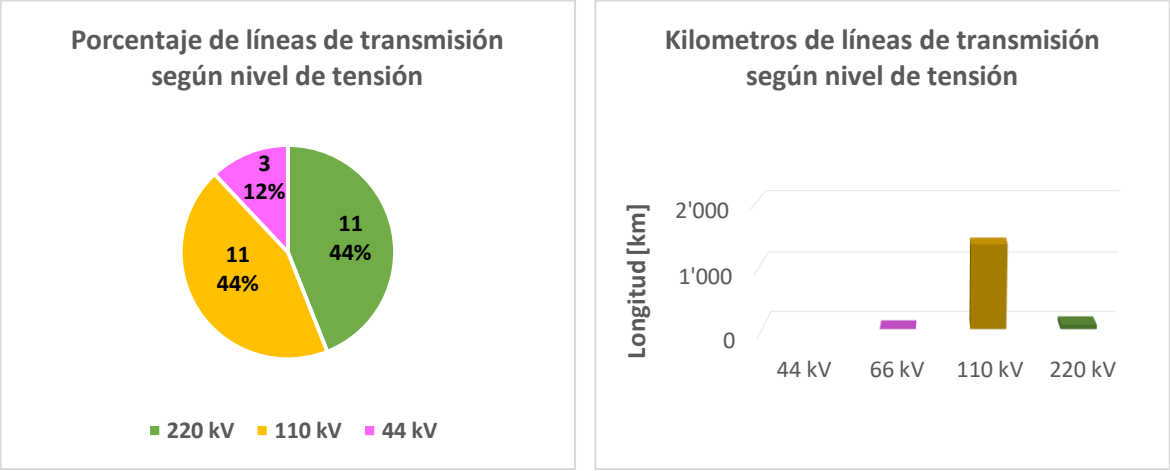


Figura 5.48. Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, Zona Quinta Región.

La figura 5.49 y figura 5.50 presentan la cantidad de transformadores según los niveles de tensión y su capacidad. Cabe indicar que en la primera ilustración se presenta por separado la cantidad de nuevos transformadores que ingresan en la zona durante el periodo de análisis, mientras que en la segunda se presenta la cantidad de transformadores según capacidad de transformación, considerando los proyectos decretados.

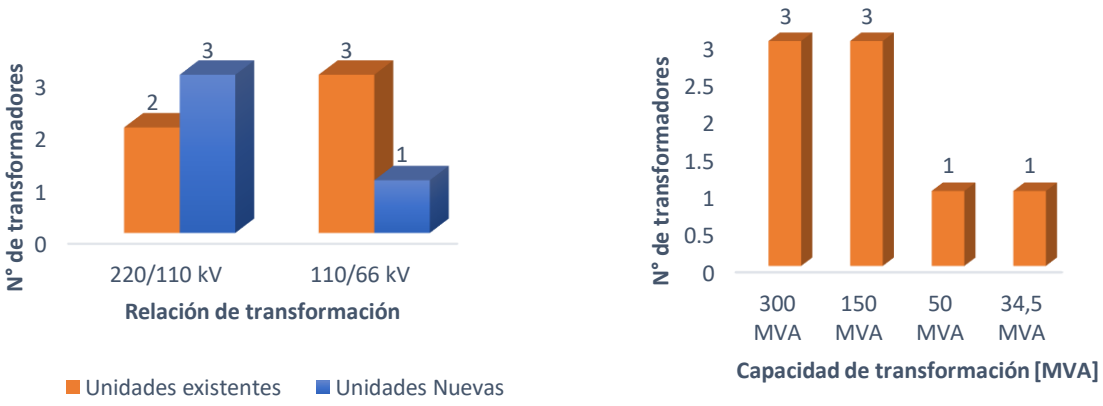


Figura 5.49. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad

Los nuevos transformadores 220/110 kV que se observan en la figura 5.49 son instalados en las SS/EE Agua Santa, Alto Melipilla y Nueva Río Aconcagua.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 49 transformadores de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 5,2 hasta 30 MVA. En la figura 5.50 se muestran los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

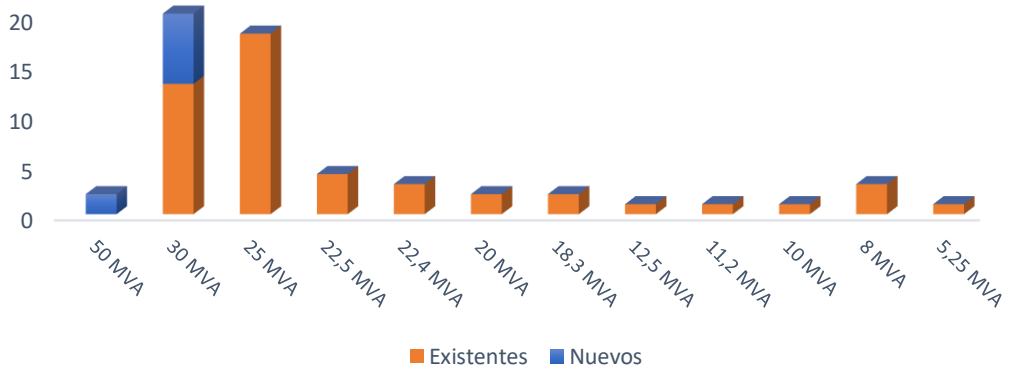


Figura 5.50. Cantidad de transformadores según capacidad, Zona Quinta Región.

De la figura 5.50 se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 30 y 25 MVA.

5.3.2 ANTECEDENTES PARA EL DIAGNÓSTICO

La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis se presenta en la tabla 5-36.

Tabla 5-36. Cuadro de temperaturas por zona, Zona Quinta Región.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Quinta Costa	30 °C	25 °C	25 °C	25 °C
Quinta Interior - Aconcagua	35 °C	25°C	25 °C	25 °C

Las obras de expansión indicadas en los Decretos Exentos N° 418 del 2017, el Decreto Exento N°293 del 2018 y Decretos Exentos N°231 y N°198 del 2019, han sido modelados para realizar el análisis de esta zona. De la tabla 5-37 a la tabla 5-39 se encuentra el detalle de cada Decreto. En total se modelan 21 obras de ejecución obligatoria en construcción, donde algunas de ellas ya han entrado en servicio, 7 obras del plan de expansión 2017 y 4 obras para el plan de expansión 2018 de la CNE.

Tabla 5-37. Obras de Ejecución Obligatoria en Construcción Zona Quinta Región (DE N° 418)

Obras Zonales de Expansión DE N° 418 2017	Escenario
Nueva línea 2x110 kV Tap Off Mayaca - Mayaca	Caso Base
Nueva Línea 2x110 kV Tap Off Peñablanca – Peñablanca	Caso Base
Nueva S/E Mayaca 110 kV	Caso Base
Nueva S/E Peñablanca	Caso Base
Nueva S/E Tap Off Mayaca 110 kV	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Calera	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Las Vegas	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Reñaca	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San Antonio	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San Felipe	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Valparaíso	Caso Base
Doble Barra Tap Algarrobo	Verano 2019
Ampliación S/E Agua Santa	Verano 2019
Ampliación S/E Catemu	Invierno 2019
Ampliación S/E Bosquemar	Invierno 2019
Ampliación S/E Placilla	Invierno 2019
Ampliación S/E Río Blanco	Invierno 2019
Ampliación S/E San Antonio	Verano 2020
Ampliación S/E San Felipe	Verano 2020
Nueva S/E Río Aconcagua 220/110 kV	Invierno 2020
Subestación Nueva Casablanca 220/110 kV	Invierno 2020

Tabla 5-38. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, Zona Quinta Región.

Obras Zonales de Expansión DE N°293 2018	Escenario
Nueva S/E Móvil Región de Valparaíso	Invierno 2020
Tendido segundo circuito Línea 2x110 kV Agua Santa – Placilla	Verano 2021
Aumento de Capacidad línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Nueva Panquehue	Verano 2021
Ampliación en S/E Catemu	Invierno 2021
Nuevo Transformador en S/E La Calera	Invierno 2022
Extensión de línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo	Invierno 2022

Tabla 5-39. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018, Zona Quinta Región.

Obras Zonales de Expansión DE N°293 2018	Escenario
Línea 1x110 kV BOSQUEMAR – TAP REÑACA	Verano 2023
Ampliación en S/E TOTORAL	Verano 2023
Ampliación en S/E RUNGUE	Verano 2023
Ampliación en S/E CASABLANCA	Verano 2023

Se obtienen las demandas máximas coincidentes para la Zona Quinta, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de los transformadores AT/MT, con los cuales se desarrolla el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT. La tabla 5-40 detalla las fechas de demanda máxima coincidente de la Zona Quinta Región.

Tabla 5-40. Fechas de demanda máxima coincidente, Zona Quinta Región.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Región de Valparaíso	21-02-2018 14:00	21-02-2018 21:00	27-07-2018 15:300	11-06-2017 20:00

5.3.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, de la figura 5.51 a la figura 5.57 se presentan los resultados de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a esta zona del país. Los resultados para la totalidad de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional, y para los escenarios de oferta considerados, se encuentran disponibles en el Apéndice III – Uso esperado del Sistema de Transmisión Nacional.

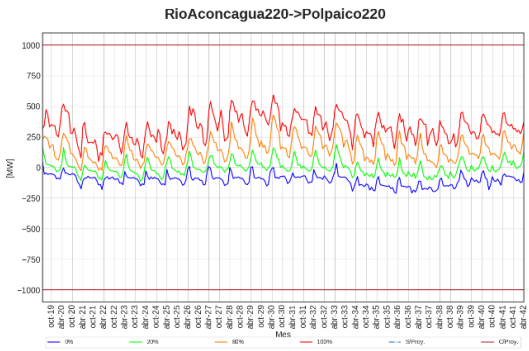


Figura 5.51. Utilización esperada línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico.

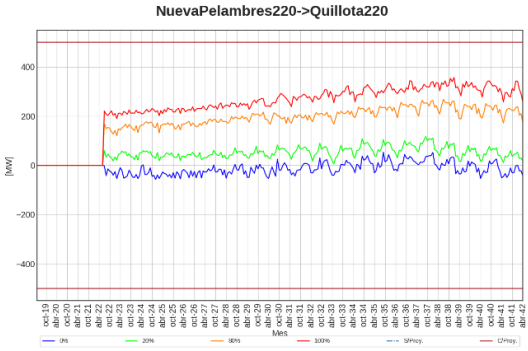


Figura 5.52. Utilización esperada línea 2x220 kV Nueva Pelambres – Quillota.

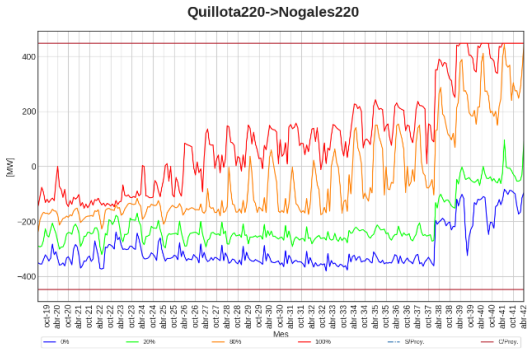


Figura 5.53. Utilización esperada línea 2x220 kV Quillota – Nogales.

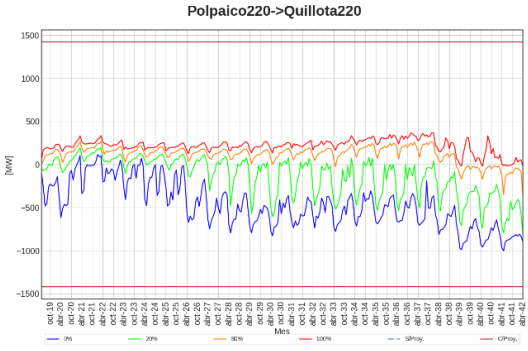


Figura 5.54. Utilización esperada línea 2x220 kV Polpaico – Quillota.

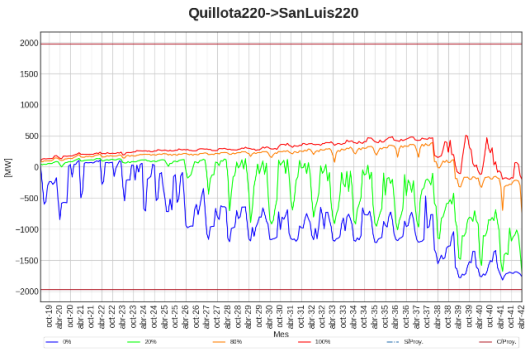


Figura 5.55. Utilización esperada línea 2x220 kV Quillota - San Luis.

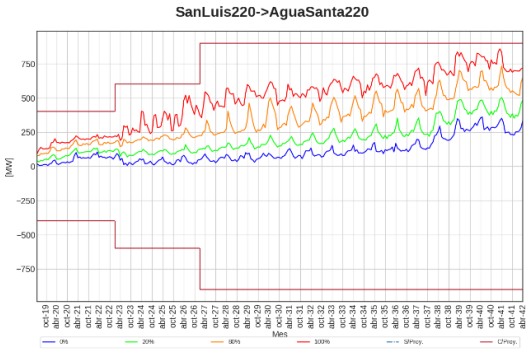


Figura 5.56. Utilización esperada línea 2x220 kV San Luis – Agua Santa.

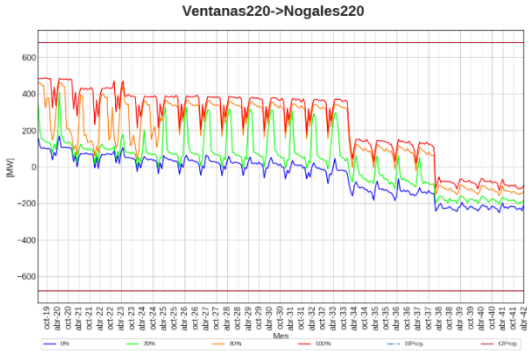


Figura 5.57. Utilización esperada línea 2x220 kV Ventanas – Nogales.

5.3.3.1 Comentarios

- De las líneas del Sistema de Transmisión Nacional pertenecientes a esta zona, la única que presenta un grado de utilización esperada importante, en el largo plazo, en relación con su capacidad, corresponde a la línea 2x220 kV Quillota – Nogales, la cual se ha modelado operando con una capacidad de transmisión equivalente a su límite N de 440 MVA. Esta condición es una simplificación en la modelación, la cual se considera válida debido a que existen caminos paralelos de mucha mayor capacidad, lo que permite abrir ambos circuitos de esta línea frente a una contingencia en uno de sus dos circuitos. Dado lo anterior, no se considera pertinente evaluar una alternativa de expansión para esta línea.
- En tanto, la figura 5.56 muestra la utilización esperada para el tramo 2x220 kV San Luis – Agua Santa, el cual pertenece al segmento de transmisión zonal, sin embargo, dada su relevancia para la zona, se ha incluido dentro del análisis del sistema de Transmisión Nacional. Las simulaciones dan cuenta de la existencia de capacidad de transmisión suficiente durante prácticamente todo el horizonte de análisis, incluso en aquellos escenarios que consideran el retiro de las centrales del complejo Ventanas (Ventanas 1 y Ventanas 2).
- De los análisis de flujo estático, se aprecia que en condiciones de hidrología seca - demanda alta (ausencia de la Central Rapel), en la zona Quinta se producen requerimientos de reactivos para elevar la tensión en la zona de San Antonio, situación que mejora con la puesta en servicio del proyecto línea 2x220 kV La Pólvora – Alto Melipilla y Nueva Subestación 220/66 kV Casablanca, estimada para el primer trimestre del 2023. Actualmente la S/E Alto Melipilla 220 kV entrega estos recursos a través del CTBC y banco de condensadores conectados al terciario del transformador

220/ 110 kV de esta instalación; sin embargo, se debe explorar más escenarios en el futuro, ante la posibilidad de que los requerimientos de tensión no puedan ser abastecidos por la S/E Alto Melipilla 220 kV, ante por ejemplo la aparición de nuevos puntos de consumos importantes para la zona.

5.3.4 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT

Se analiza el 100% de los transformadores AT/MT de la zona quinta, identificando del solamente tres unidades que sobrepasaran su capacidad nominal para el periodo 2019 a 2025 y a diez unidades con un nivel de carga entre el 85 % y 99%, para el mismo periodo. El resto de los transformadores presentan una cargabilidad menor al 85%. En la figura 5.58 se presenta la evolución de la cargabilidad de los transformadores desde el año 2019 hasta el 2025, donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

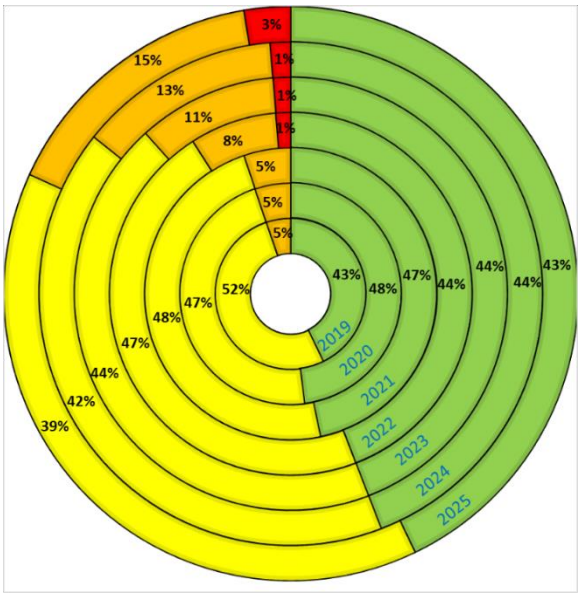


Figura 5.58. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Quinta Región.

De manera general, se puede apreciar que la proyección de demanda, la cual es de un 3,3 % promedio para el periodo de análisis, no suscita condiciones de cargabilidad adversas para el conjunto de transformadores AT/MT de la zona quinta. Lo anterior no considera información sobre crecimientos puntuales que puedan presentar las empresas transmisoras o distribuidoras de la zona.

A continuación, la tabla 5-41 presenta el listado de transformadores que se sobrecargan durante el horizonte de análisis 2019-2025. Adicionalmente, la tabla 5-42 presenta aquellos transformadores que, si bien presentan sobrecarga, son solucionables a través de una obra nueva ya decretada o alguna estrategia de distribución de cargas.

Tabla 5-41. Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025, Zona Quinta Región.

Transformador
EL MELON 44/12 kV 8 MVA T2
SAN RAFAEL 110/12 kV T1
SAN PEDRO 110/12 kV 25 MVA T2

Tabla 5-42. Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025 Zona Quinta Región solucionables.

Transformador
SAN RAFAEL 110/12 kV T1
SAN PEDRO 110/12 kV 25 MVA T2

De los transformadores sobrecargados, solo el transformador San Pedro 110/12 kV 25 MVA T2, tiene obras de expansión asociadas en su entorno, estos proyectos son: Aumento de Capacidad S/E La Calera y Nueva S/E 110/12 kV Mayaca. El efecto de estas obras de expansión ocasiona que el transformador San Pedro 110/12 kV T2 tenga una opción de equilibrar su demanda por medio de acciones operacionales, ya que la unidad T1 no sobrepasa el 65% de su capacidad. Los transformadores El Melón 44/12 kV 8 MVA T2 y San Rafael 110/12 kV T1, sobrepasan su carga nominal al año 2025, pero la cargabilidad conjunta con el resto de las unidades de sus subestaciones respectivas, no sobrepasan el 85%. Estas unidades son candidatas a aumento de capacidad, previa verificación de factibilidad de equilibrio de carga, por medio de acciones operacionales.

A continuación, la tabla 5-43 presenta el listado de transformadores que presentan una cargabilidad entre el 85% y 100% durante el periodo 2019-2025.

Tabla 5-43. Transformadores AT/MT entre 85%-100% periodo 2019-2025, Zona Quinta Región.

Trasformador
CONCON 110/12 kV 25 MVA T1
EL TOTORAL 66/12.5 kV 8 MVA T1
LAS PIÑATAS 66/12.5 kV 1.88 MVA
LAS BALANDRAS 66/12 kV 12.5 MVA T1
QUILPUE 110/12 kV 25 MVA T2
REÑACA 110/12 kV 30 MVA T2
SAN ANTONIO 110/12 kV 25 MVA T2
SAN FELIPE 110/12 kV 25 MVA T2
SAN JERONIMO 66/12.5 kV 5.25 MVA
LEYDA 115/13,8 kV 12.5 MVA

De la tabla anterior, se aprecia que un total de 10 transformadores AT/MT presenta una cargabilidad por sobre el 85% durante el periodo de análisis 2019-2025; sin embargo, se consideran como mitigables a las unidades cuyo factor de carga promedio de las subestaciones donde pertenecen, no supera el 85%.

Se debe comentar que la condición de criticidad para el transformador T1 66/12,5 kV El Totoral, se resuelve a través del proyecto propuesto por la CNE en su propuesta 2018, Ampliación S/E El Totoral, proyecto que también tiene como objetivo descongestionar al transformador Las Piñatas 66/12,5 kV. La misma situación ocurre para los siguientes transformadores: Quilpué 110/12 kV 25 MVA T2, Reñaca 110/12 kV 22,4 MVA T1, San Antonio 110/12 kV 25 MVA T2 y San Felipe 110/12 kV 25 MVA

T2; transformadores que pertenecen a subestaciones con proyectos del proceso 13° transitorio llevado a cabo por la CNE.

Finalmente, de los antecedentes proporcionados por Chilquinta Energía, en relación con el crecimiento inmobiliario en la zona de Algarrobo, se diagnostica la necesidad de un aumento de capacidad para esta zona, que permita la futura conexión de proyectos inmobiliarios en el borde costero de origen segunda vivienda, se estima un crecimiento energético equivalente a 6 MVA aproximados condicionados a la solicitud de conexión de estos proyectos y tren de puesta en servicio. La subestación del entorno corresponde a la S/E Algarrobo Norte 66/12 kV.

5.3.5 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/AT

Se diagnostican el 100% de los transformadores AT/AT de la zona Quinta Región, donde se aprecia que no existen transformadores sobrecargados. En la figura 5.59 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2019 hasta el 2025, donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

Se observa que la cantidad de transformadores con una cargabilidad entre el 85% y 100% de carga es mínimo. Lo anterior tiene su justificación debido a que en el periodo de análisis 2018 a 2025, entran en servicio las siguientes obras promulgadas en Decreto Exento N°418/2017:

- Ampliación en S/E Agua Santa (2° Unidad 220/110 kV 300 MVA y normalización de barras) (PES 2020)
- Ampliación en S/E Alto Melipilla (2° Unidad 220/110 kV 300 MVA y normalización de barras) (PES 2021)
- Ampliación en S/E San Antonio (Reemplazo unidad 110/66 kV 33,5 MVA por una de 60 MVA) (PES 2021)

Estas obras, duplican la capacidad de estas instalaciones, por lo que no se precisa alguna obra de infraestructura en el mediano y largo plazo para estas instalaciones de esta zona.

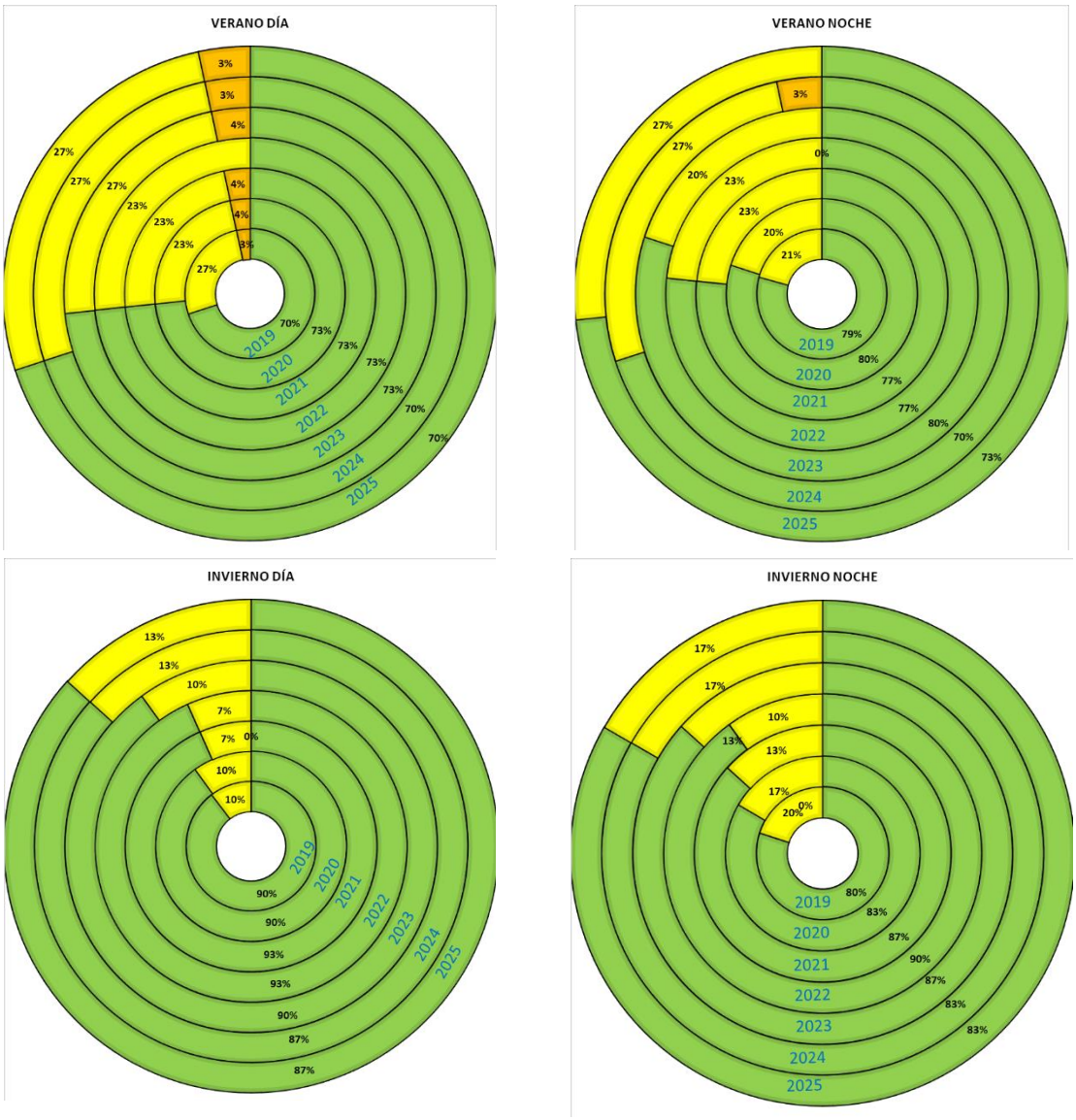


Figura 5.59. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Quinta Región.

5.3.6 DIAGNÓSTICO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se diagnostica el 100% de las líneas de transmisión de la zona Quinta Región, donde se aprecia que no existen líneas sobrecargadas. También se observa que la cantidad de líneas de transmisión con una cargabilidad entre el 85% y 100% es mínimo. En la figura 5.60 se presenta la evolución de los estados de las líneas de transmisión desde el año 2019 hasta el 2025, donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

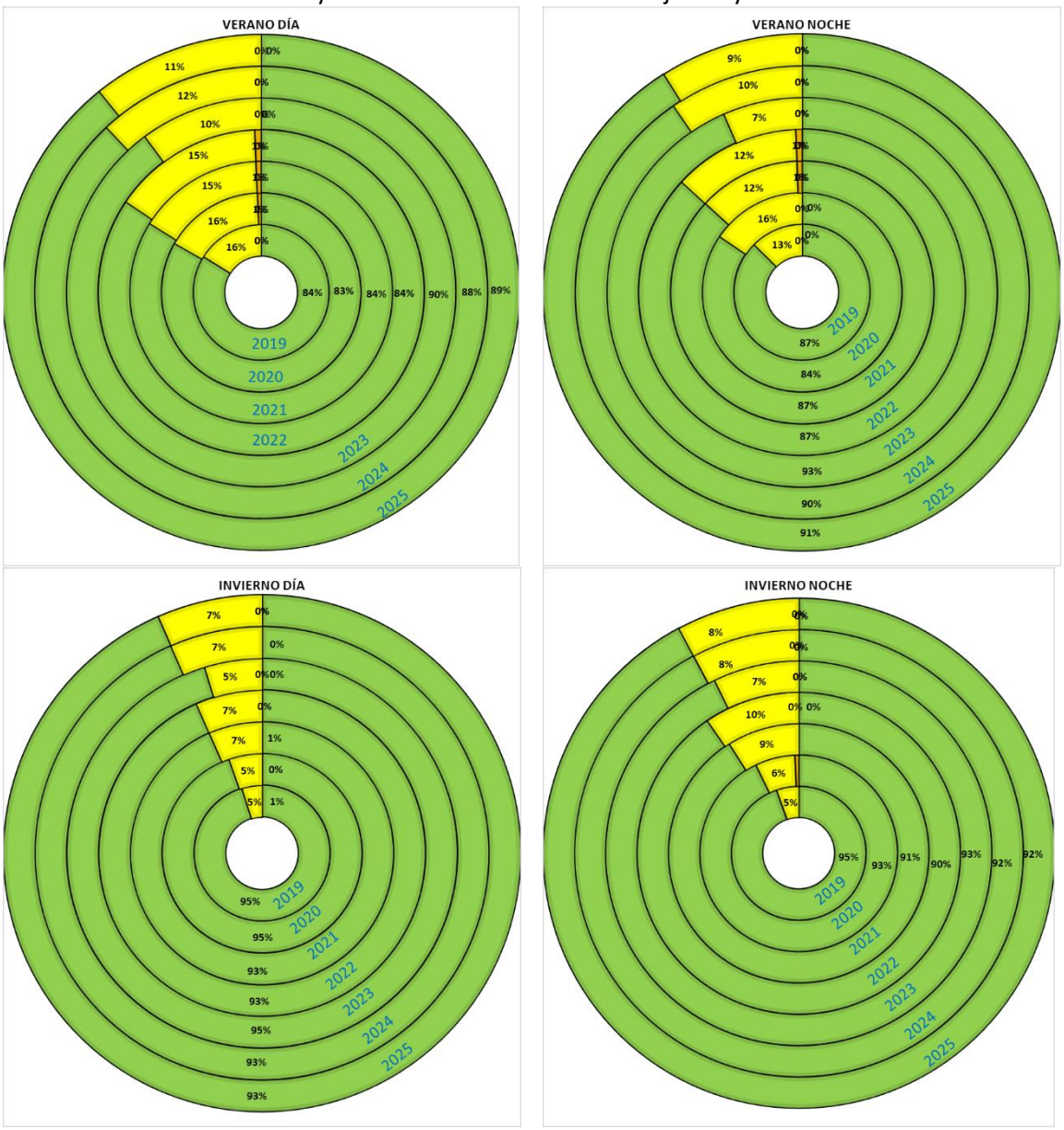


Figura 5.60. Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Quinta Región.

Como se ha mencionado, del diagnóstico se observa que no existen líneas de transmisión sobrecargadas, así como tampoco con un compromiso en su cargabilidad en el largo plazo. Lo anterior tiene su justificación debido a que en el periodo de análisis 2018 a 2025, entran en servicio las siguientes obras contenidas en el Decreto Exento N°418/2017:

- Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa (PES 2023)
- Nueva S/E Río Aconcagua 220/110 kV (PES 2021)
- S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV (PES 2021)
- Construcción Bypass 2x110 kV San Rafael (PES 2022)
- S/E Nueva Panquehue 110/13,8 kV (PES 2020)

El siguiente grupo de obras contenidas en el Decreto Exento N°293/2017, permiten asegurar la suficiencia y holgura para las líneas de la zona Quinta Región en el período de análisis:

- Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Panquehue (PES estimada en el 2022)
- Tendido segundo circuito línea 2x110 kV Agua Santa – Placilla (PES estimada en el 2021)

También se incorpora el siguiente proyecto contenido en el Decreto Exento N°4/2019:

- Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV (PES estimada en el 2022)

5.3.7 IMPACTO LOCAL DEBIDO AL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN

A continuación, se muestra la capacidad de las instalaciones de la zona Quinta, con impacto directo en el proceso de descarbonización (tren de salida actualizado en diciembre de 2019), para dos condiciones; la primera, mostrada en tabla 5-44 y tabla 5-45, corresponde a la operación de la quinta región sin las Centrales Ventanas 1 y Ventanas 2. La segunda condición, mostrada en las tabla 5-46 y tabla 5-47, considera lo anterior, sumado a la indisponibilidad del transformador 220/110 kV de S/E Nueva Ventanas para los años 2022 a 2025. Los resultados se realizan para un escenario verano - demanda alta, hidrología seca.

Tabla 5-44. Instalaciones del Sistema Transmisión de la Zona Quinta Región Condición Normal – Transformadores AT/AT.

Transformadores AT/AT Zona Quinta	Verano Día		
	2021	2023	2025
Agua Santa 220/110/60 kV 300 MVA T1	33%	37%	40%
Agua Santa 220/110/60 kV 300 MVAT2	33%	37%	40%
Ventanas 220/110/12 kV_300MVA T1	37%	65%	70%

Tabla 5-45. Instalaciones del Sistema Transmisión de la Zona Quinta Región Condición transformador Ventanas 220 kV fuera de servicio – Transformadores AT/AT.

Transformadores AT/AT Zona Quinta	Verano Día		
	2021	2023	2025
Agua Santa 220/110/60 kV 300 MVA T1	37%	49%	51%
Agua Santa 220/110/60 kV 300 MVAT2	37%	49%	51%
Ventanas 220/110/12 kV_300MVA T1	0%	0%	0%

Tabla 5-46. Instalaciones del Sistema Transmisión de la Zona Quinta Región, Condición Normal – Líneas de Transmisión

Líneas de transmisión Zona Quinta	Verano Día		
	2021	2023	2025
110 kV Agua Santa - Miraflores 110 kV L1	24%	47%	53%
110 kV Agua Santa - Miraflores 110 kV L2	24%	47%	53%
110 kV San Pedro – Las Vegas 110 kV L1	45%	47%	49%
110 kV San Pedro – Las Vegas 110 kV L2	43%	44%	45%
110 kV Torquemada - Miraflores L1	25%	12%	11%
111 kV Torquemada - Miraflores L2	25%	12%	11%
110 kV Ventanas - Torquemada L1	42%	33%	23%
110 kV Ventanas - Torquemada L2	42%	33%	23%
110 kV Quillota - San Pedro	24%	62%	68%

Tabla 5-47. Instalaciones del Sistema Transmisión de la Zona Quinta Región, condición transformador S/E Ventanas 220 kV fuera de Servicio - Líneas de Transmisión.

Principales Líneas Zona Quinta	Verano Día		
	2021	2023	2025
110 kV Agua Santa - Miraflores 110 kV L1	35%	75%	77%
110 kV Agua Santa - Miraflores 110 kV L2	35%	75%	77%
110 kV San Pedro – Las Vegas 110 kV L1	37%	38%	39%
110 kV San Pedro – Las Vegas 110 kV L2	38%	39%	40%
110 kV Torquemada - Miraflores L1	27%	26%	23%
111 kV Torquemada - Miraflores L2	27%	26%	23%
110 kV Ventanas - Torquemada L1	12%	6%	5%
110 kV Ventanas - Torquemada L2	12%	6%	5%
110 kV Quillota - San Pedro	62%	95%	98%

Los resultados muestran que la zona quinta puede operar sin problemas en condición de operación sin las centrales a carbón Ventanas 1 y Ventanas 2, donde la línea 110 kV Quillota – San Pedro se transforma en una infraestructura relevante para mantener el suministro de la Quinta Región. Sin embargo, frente a la salida del transformador 220/110 kV de S/E Nueva Ventana, se aprecia la necesidad de robustecer la línea 110 kV Quillota – San Pedro, lo que implica habilitar la operación de los dos circuitos de esta línea. Esta obra fue incluida por la CNE en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de Transmisión año 2019, no obstante, se debe revisar su plazo constructivo, dado que la duración del proceso de aprobación y su licitación puede implicar una entrada en operación posterior a la fecha de retiro de la central Ventanas 2.

5.3.8 PROBLEMÁTICAS ACTUALES DE OPERACIÓN

En la tabla 5-48 se muestran las problemáticas operacionales actuales en el sistema de la Zona Quinta Región.

Tabla 5-48. Problemáticas actuales de operación, Zona Quinta Región.

Instalación Identificada	Problemática Operacional
Zona de Aconcagua 110 kV	Restricciones de transmisión por capacidad térmica de los tramos de 110 kV Totoralillo - Tap San Rafael y Tap Los Maquis - Tap San Rafael, frente a desconexiones intempestivas de las líneas 110 kV Aconcagua - Los Maquis - Esperanza y Totoralillo - Chagres, respectivamente, en escenarios de alta demanda y elevadas temperaturas en la zona.

Zona Quinta Costa	Restricciones de transmisión ante la desconexión intempestiva del transformador 220/110 kV, 300 MVA, de S/E Agua Santa, impuesta por la capacidad de la línea 110 kV Quillota - San Pedro, que requiere del despacho forzado de centrales térmicas para mantener seguridad operacional. Esto se ha manifestado con las limitaciones de generación de las centrales Ventanas 1 y 2, y se agudiza con el retiro o indisponibilidad de estas centrales.

5.4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

5.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 15.403 km^2. Considerando los resultados del Censo 2017, la población total aproximada de la zona es de aproximadamente 7.112.808 habitantes, lo que corresponde al 40% de la población total del país. El PIB de la Región Metropolitana corresponde al cuarto del país.
El sistema eléctrico se ubica en el centro del país y cubre una extensión de unos 85 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

- Región Metropolitana

La figura 5.61 muestra de forma referencial la ubicación de las instalaciones comprendidas en el presente análisis.

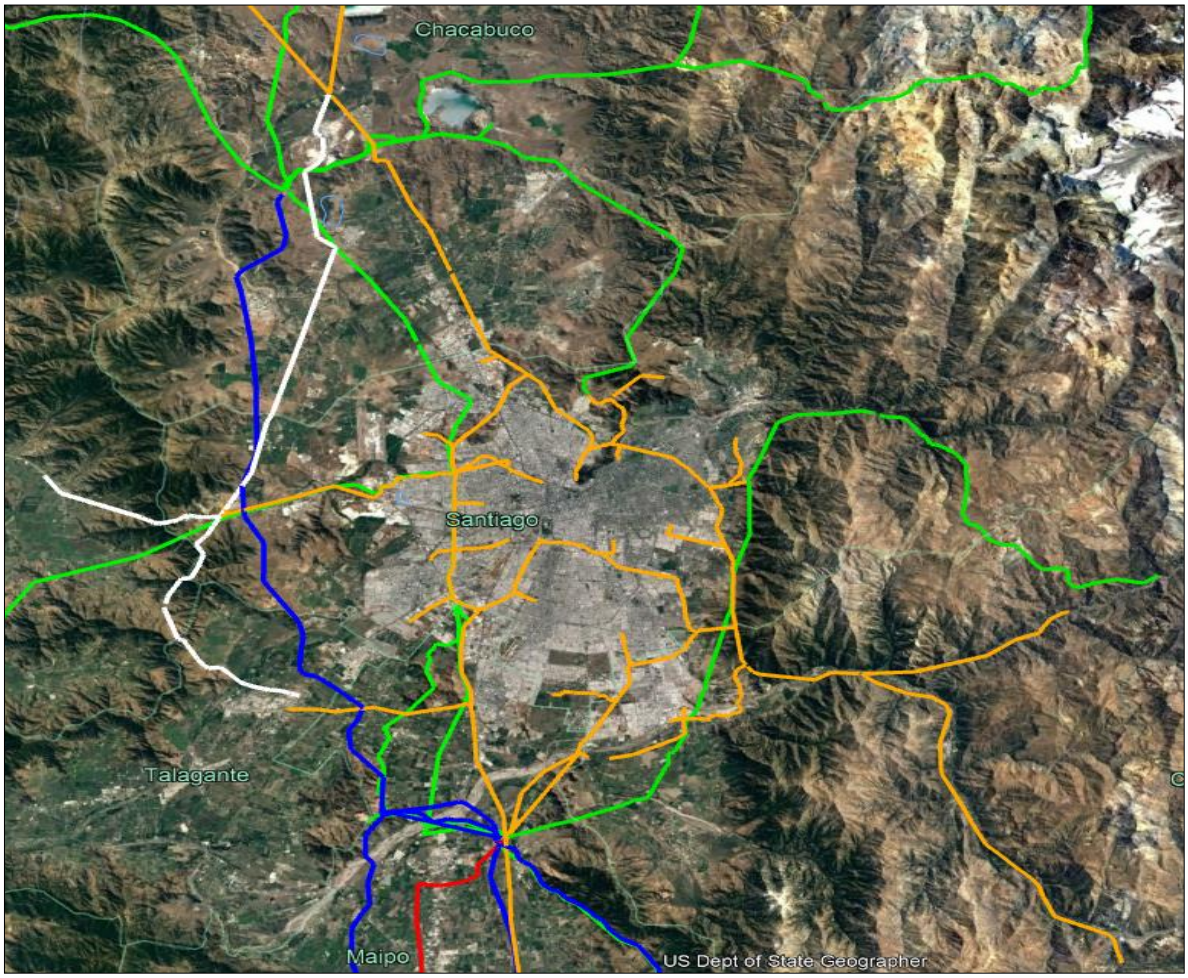


Figura 5.61. Mapa geográfico de la Zona Región Metropolitana.

Las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de esta zona, tanto existentes como aquellas que prontamente se materializarán, se presentan en la figura 5.62, mientras que la individualización de estas se encuentra en la tabla 5-49. A modo general, se puede indicar que el sistema nacional alimenta la demanda de los clientes regulados y libres del Gran Santiago, principalmente a través de las SS/EE Polpaico 500/220 kV, El Salto 220/110 kV, Alto Jahuel 500/220 kV y Cerro Navia 220/110 kV.

El Sistema de Transmisión Zonal de la Región Metropolitana se caracteriza por ser un sistema enmallado de doble circuito en 110 kV que interconecta a las subestaciones AT/MT. Estas subestaciones AT/MT se interconectan al anillo a través de arranques que se conectan mayoritariamente en configuración tap con el sistema enmallado de 110 kV. Existen tramos radiales desde S/E Cerro Navia hasta S/E Lo Aguirre y desde S/E Maipo hasta S/E Pirque. El sistema Zonal se interconecta con el Sistema Nacional, a través de 5 subestaciones de enlace en nivel de tensión 220/110 kV, las cuales son:

- S/E Alto Jahuel
- S/E Chena
- S/E Cerro Navia
- S/E El Salto
- S/E Los Almendros

Estos puntos abastecen de energía al anillo 110 kV de la zona urbana del Gran Santiago. La generación local tiene baja participación en el abastecimiento de la demanda de esta zona. Las inyecciones más relevantes son:

- Central termoeléctrica Renca y Nueva Renca (inyección en S/E Renca 110 kV).
- Centrales hidroeléctricas Sauzal, Sauzalito y Coya (inyección en S/E Alto Jahuel 110 kV).
- Centrales hidroeléctricas El Volcán, Guayacán, Los Maitenes, Queltehues y Puntilla (inyección en S/E Florida 110 kV).

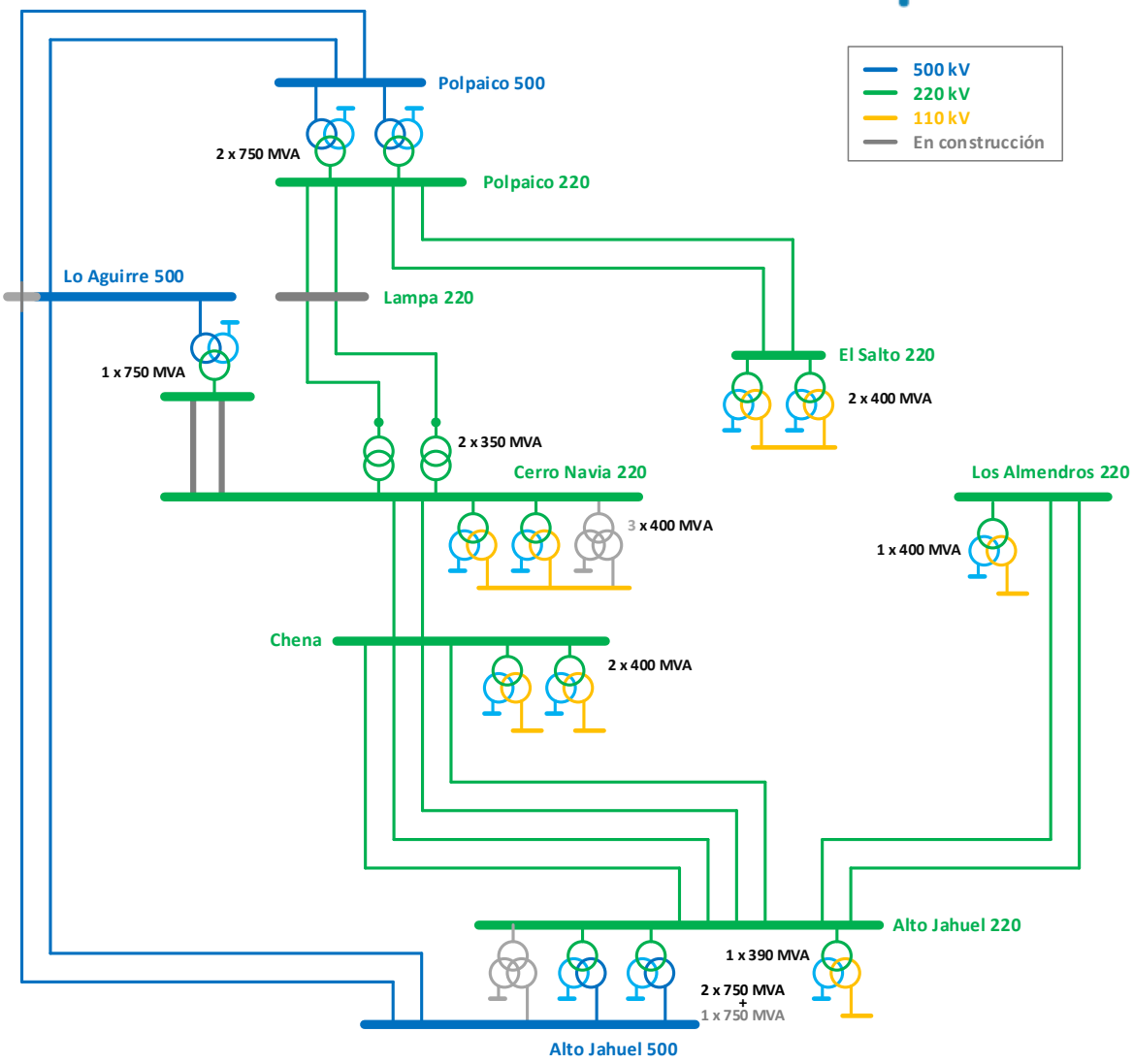


Figura 5.62. Sistema de Transmisión Nacional, Zona Región Metropolitana.

Tabla 5-49. Sistema de Transmisión Nacional, Zona Región Metropolitana.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Polpaico – Lo Aguirre	500	1	1.800	Existente
L. Polpaico – Alto Jahuel	500	1	1.800	Existente
L. Lo Aguirre – Alto Jahuel	500	1	1.800	Existente
L. Polpaico – (Lampa) Cerro Navia	220	2	310	Existente
L. Lo Aguirre – Cerro Navia	220	2	1.500	Existente
L. Cerro Navia - Chena	220	2	415	Existente
L. Chena – Alto Jahuel L1	220	2	415	Existente
L. Chena – Alto Jahuel L2	220	2	367	Existente
L. Polpaico – El Salto	220	2	800	Existente
L. Lo Aguirre – Alto Melipilla L1	220	2	197	Existente
L. Rapel – Alto Melipilla L1	220	2	197	Existente
L. Lo Aguirre – Alto Melipilla L2	220	1 de 2	290	Existente
L. Rapel – Alto Melipilla L2	220	1	290	Existente
Transformadores S/E Polpaico	500/220	2	750	Existente
Transformador S/E Lo Aguirre	500/220	1	750	Existente
Transformadores T4 y T5 S/E Alto Jahuel	500/220	2	750	Existente
Transformador S/E Alto Jahuel	500/220	1	750	Existente
Transformador Desfasador S/E Cerro Navia	220/220	2	350	Existente
S/E Lo Aguirre (seccionamiento completo)	500	-	-	Existente
S/E (Nueva) Lampa	220	-	-	Ene-20

En tanto el sistema de transmisión zonal está compuesto por un total de 102 líneas, cuya extensión alcanza cerca de 1.148 km con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV, y 44 kV donde las líneas de 110 kV son las que se presentan en mayor cantidad (102 líneas) y cubren una mayor distancia (802 km aproximadamente). La demanda de este sistema se abastece desde las subestaciones: S/E Cerro Navia 220/110 kV, S/E El Salto 220/110 KV, S/E Chena 220/110 kV, S/E Buin 220/110 kV y S/E Alto Jahuel 220/110 kV y S/E Los Almendros 220/110 kV.

En la siguiente ilustración se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio.

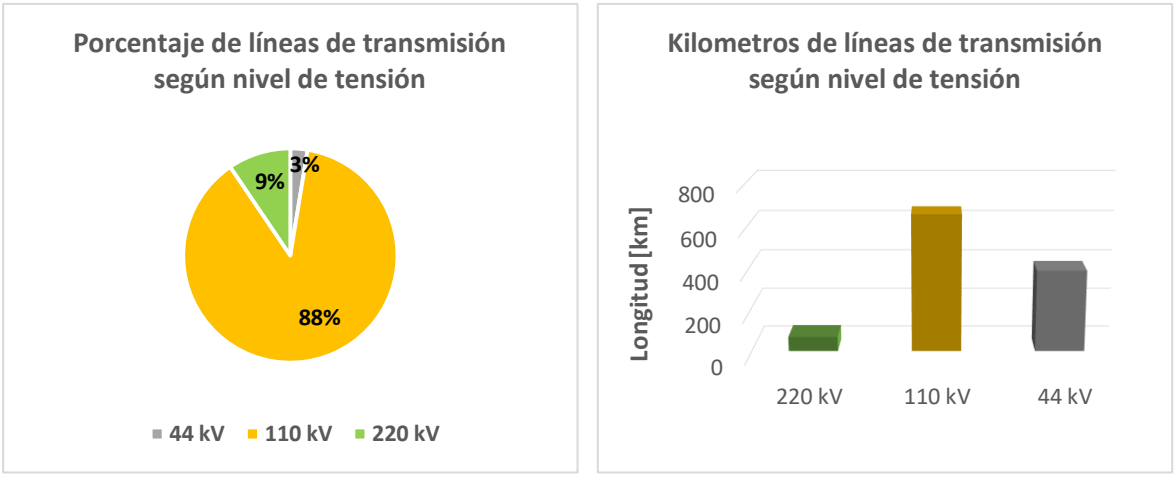


Figura 5.63. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Región Metropolitana.

En las figura 5.64, se presenta la cantidad de transformadores según los niveles de tensión y su capacidad. Cabe indicar que en la primera ilustración se presenta por separado la cantidad de nuevos transformadores que ingresan en la zona durante el periodo de análisis, mientras que en la segunda se presenta la cantidad de transformadores según capacidad de transformación, considerando los proyectos decretados.

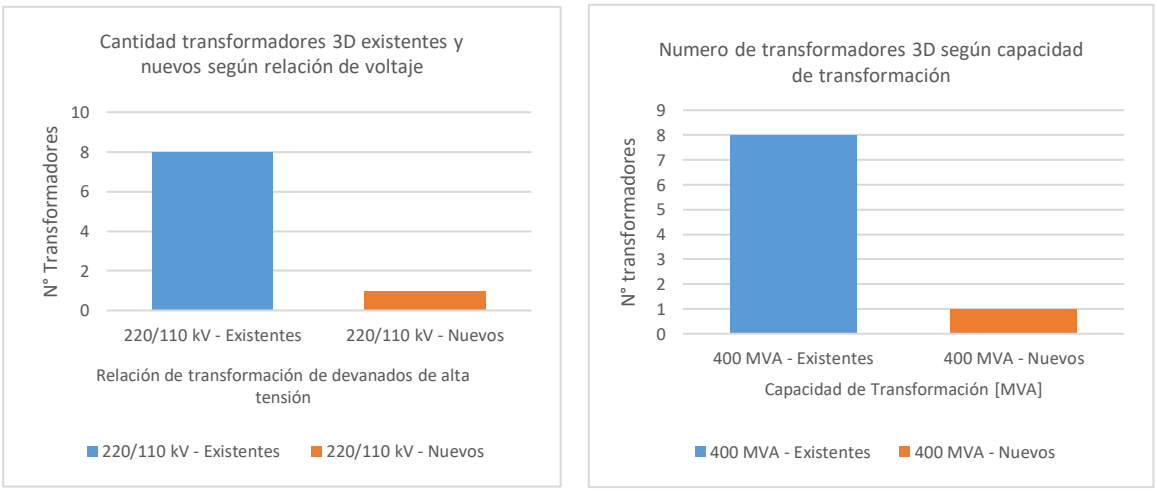


Figura 5.64. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, Zona Región Metropolitana.

El nuevo transformador 220/110 kV que se observa en la figura 5.64, es instalado en S/E Cerro Navia con una fecha estimada de entrada en operación durante el 2021, según el Decreto Exento N°418 de 2017 del Ministerio de Energía.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 142 transformadores de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 0,5 hasta 50 MVA. En la se muestran los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

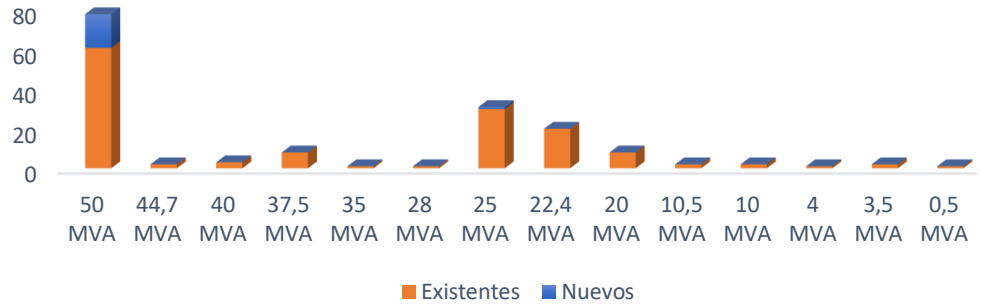


Figura 5.65. Cantidad de transformadores según capacidad, Zona Región Metropolitana.

De la imagen anterior se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 50 y 25 MVA.

5.4.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

Para los análisis de suficiencia del sistema eléctrico de la Zona Región Metropolitana, se consideran las temperaturas enlistadas en la tabla 5-50. Se considera una temperatura homogénea para toda la zona geográfica en estudio, debido a la distribución homogénea que se presenta en esta zona.

Tabla 5-50. Cuadro de temperaturas por zona, Zona Región Metropolitana.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Metropolitana	35 °C	25 °C	25 °C	25 °C

Las obras de expansión indicadas en los Decretos Exentos N°418 del 2017, N°293 del 2018 y propuesta de expansión 2018, que fueron modeladas para realizar el análisis de esta zona, se presentan respectivamente en la tabla 5-51, tabla 5-52 y tabla 5-53. En total se modelan 27 obras de ejecución obligatoria de acuerdo con lo establecido en el Decreto Exento N° 418/20179, 1 obra para el plan de expansión 2017 y 2 obras de la propuesta de expansión 2018 de la CNE.

Tabla 5-51. Obras de Ejecución Zona Región Metropolitana Decreto Exento N° 418/2017.

Obras Zonales de Expansión DE N° 418 2017	Escenario
Aumento de Capacidad tramo de línea 2x110 kV Tap Santa Elena – Tap Macul	Caso Base
Aumento de Capacidad tramo de línea 2x110 kV Lo Espejo – Tap Cisterna	Verano 2019
Aumento de Capacidad tramo de línea 2x110 kV Los Almendros – Tap Los Dominicos	Verano 2019
Aumento de Capacidad S/E Alonso de Córdova	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Bicentenario	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Chacabuco	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Chicureo	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Club Hípico	Caso Base
Nuevo Transformador en La Cisterna	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Lo Boza	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Los Dominicos	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Panamericana	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Quilicura	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E San Bernardo	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San Joaquín	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San José	Caso base
Nuevo Transformador en S/E San Pablo	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Santa Rosa Sur	Caso Base
Ampliación en S/E Altamirano	Verano 2019
Ampliación en S/E Macul	Verano 2019
Ampliación en S/E Pudahuel	Verano 2019
Ampliación en S/E La Dehesa	Verano 2019
Ampliación en S/E Cerro Navia	Verano 2019
Modificación Paños de conexión de Línea 2x110 kV Las Vegas – Cerro Navia en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia	Verano 2021
Modificación Paños de conexión de paños de transformación TR5 y nuevo banco en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia	Verano 2021
Seccionamiento en S/E Pirque	Verano 2021
Ampliación en S/E Pirque	Verano 2021

Tabla 5-52. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, Zona Región Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión DE N°293 2018	Escenario
Adecuaciones en S/E El Salto	Invierno 2023

Tabla 5-53. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018, Zona Región Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión DE N°293 2018	Escenario
Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura	Invierno 2023
Ampliación en S/E Polpaico	Invierno 2023

Las obras de generación que se incorporan en el análisis son las listadas en la tabla 5-54.

Tabla 5-54. Obras de Generación en el Sistema Zonal, Zona Región Metropolitana.

Obras de Generación en el Sistema Zonal	Escenario
Alfalfal II	Verano 2022
Las Lajas II	Verano 2022

La tabla 5-55 detalla las fechas de demanda máxima coincidente para la Zona Quinta, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de los transformadores AT/MT, con las cuales se desarrolla el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-55. Fechas de demanda máxima coincidente, Zona Región Metropolitana.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Metropolitana	26-01-2017 15:00	26-01-2017 22:00	19-06-2017 16:00	19-06-2017 21:00

5.4.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

De la figura 5.66 a la figura 5.71, se presentan los resultados relevantes de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a la zona estudiada de la Región Metropolitana. La totalidad de los resultados se encuentran disponibles en el Apéndice III – Uso esperado del Sistema de Transmisión Nacional, para los distintos de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional en las simulaciones consideradas.

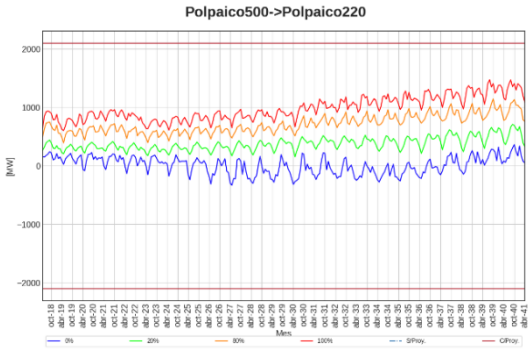


Figura 5.66. Utilización esperada transformación 500/220 kV en S/E Polpaico.

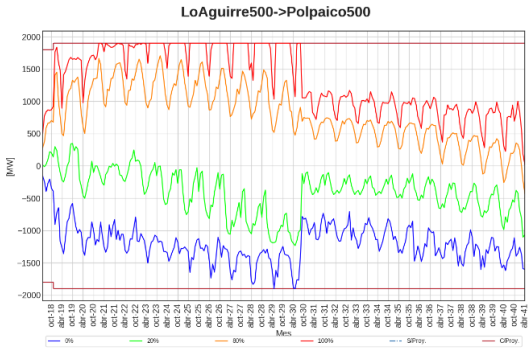


Figura 5.67. Utilización esperada tramo Lo Aguirre – Polpaico 500 kV.

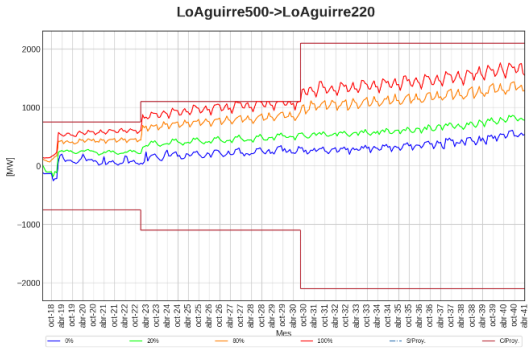


Figura 5.68. Utilización esperada tramo de transformación Lo Aguirre 500/220 kV.

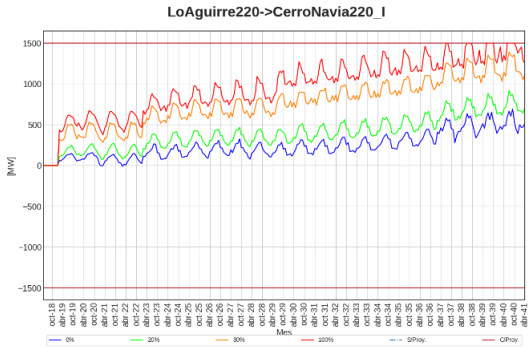


Figura 5.69. Utilización esperada tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV.

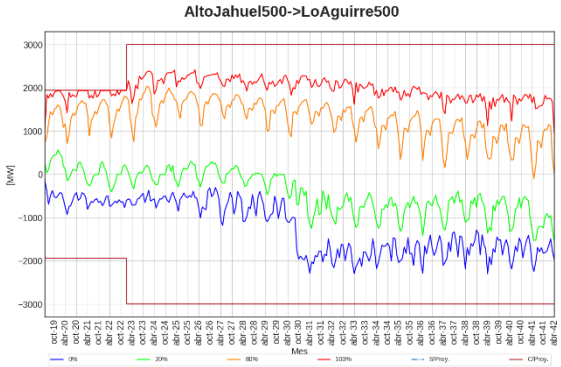


Figura 5.70. Utilización esperada tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre 500 kV.

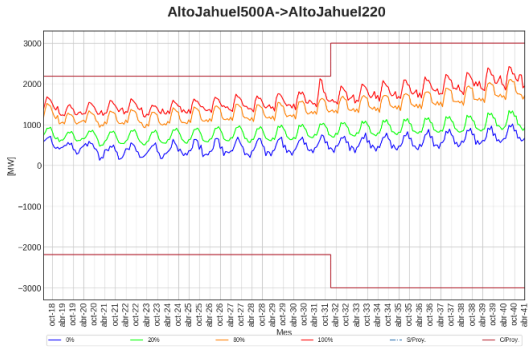


Figura 5.71. Utilización esperada tramo de transformación Alto Jahuel 500/220 kV.

5.4.3.1 Comentarios

- En general, no se presentan signos de sobrecarga en los tramos de transmisión presentados, en el horizonte de análisis al año 2030.
- No se aprecian congestiones para la transformación en S/E Polpaico 500/220 kV en el horizonte de análisis.
- Para el corredor 500 kV Polpaico - Alto Jahuel se observa una utilización intensiva de esta instalación en el horizonte de análisis. A partir del año 2030 se observa redistribución de flujos y por ende una disminución en la utilización de esta línea debido a la puesta en servicio del sistema HVDC, entre las SS/EE Kimal y Lo Aguirre. Para el corredor 500 kV entre SS/EE Lo Aguirre y Alto Jahuel no se observan congestiones. A partir del año 2030 se observa un aumento el flujo desde Alto Jahuel hacia Lo Aguirre, de acuerdo con lo indicado en la figura 5.70 (ver periodo enero a diciembre 2030).
- Para el sistema de 220 kV de la Región Metropolitana se aprecia un incremento en la cargabilidad de la línea 2x220 kV Polpaico – El Salto, la cual muestra un uso intensivo para el año 2038. También hay que indicar que se observan flujos esperados del orden de 300 MVA a 400 MVA entre el año 2020 a 2025 para la transformación 220/110 kV de S/E Los Almendros.

5.4.4 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT

Se analiza el 100% de los transformadores AT/MT de la Zona Región Metropolitana, del total se identifican veintiocho unidades que sobrepasaran su capacidad nominal para el periodo 2019 a 2025 y a treinta y cinco unidades con un nivel de carga entre el 85 % y 99%, para el mismo periodo. El resto de los transformadores presentan una cargabilidad menor al 85%. En la figura 5.72 se presenta la evolución de la cargabilidad de los transformadores desde el año 2019 hasta el 2025, donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

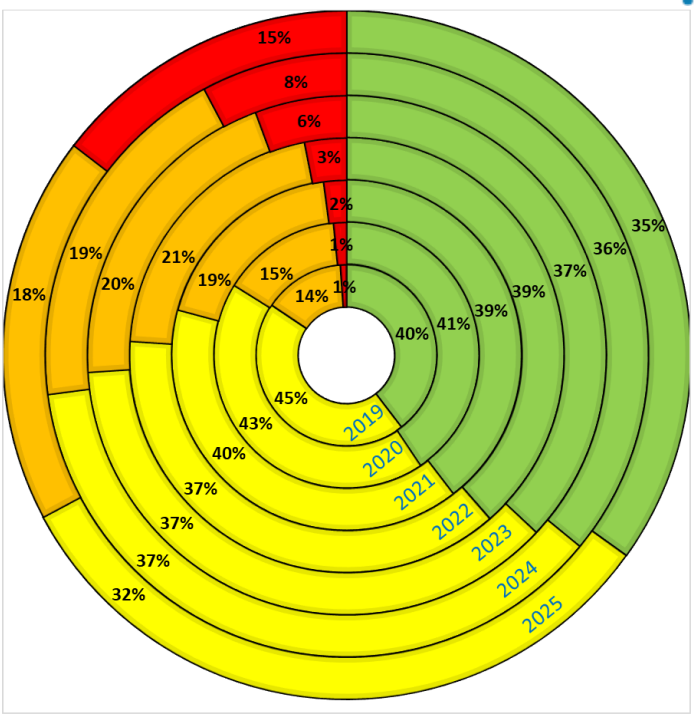


Figura 5.72. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Región Metropolitana.

De la figura 5.72 se puede observar que a partir del 2019 existen 2 transformadores cuya cargabilidad está por sobre su capacidad nominal, 28 transformadores muestran una cargabilidad entre el 85% y 100% de su capacidad nominal, cuya evolución se hace más crítica hasta la finalización del horizonte de análisis. El aumento proyectado en la utilización de los transformadores AT/MT de la Zona Región Metropolitana se apoya por el crecimiento inmobiliario y comercial que han experimentado las zonas oriente, sur y centro oriente, así como también la zona norte de Santiago. Especial atención requiere la zona poniente y norponiente de la capital, que ha mostrado un desarrollo inmobiliario importante en los últimos años (cambio en Planes Reguladores de la zona), acompañados de un crecimiento en el área de logística y bodegas (sector poniente).

Finalmente, es necesario indicar, que la Zona Región Metropolitana se encuentra en el inicio de la **electromovilidad** para el transporte público; dado lo anterior, el Coordinador debe observar las instalaciones zonales de las comunas con mayor población, dado que estas instalaciones pueden requerir capacidad adicional para los nuevos puntos de carga eléctrica del transporte público.

Respecto de lo mencionado anteriormente, como ejemplo podemos indicar que en el mes de diciembre de 2019 se aprobó mediante Resolución Exenta N°826/2019, por medio del uso del artículo 102°, una transformación en la red zonal sur de Santiago debido a nueva demanda por electromovilidad asociada al transporte público, con un bloque de potencia estimado en 31 MW para el año 2021 y de 20 MW para el 2023. Por este motivo para el complemento a esta propuesta de expansión, se realizará una sensibilidad de la zona de Santiago, que involucre la incorporación de las nuevas tendencias energéticas (electomovilidad y generación distribuida), las cuales solicitan

nuevos puntos de conexión, lo anterior complementado con la incorporación actualizada de esta zona respecto a su crecimiento urbano.

A continuación, la tabla 5-56 presenta el listado de transformadores que presentan sobrecarga durante el periodo 2019-2025.

Tabla 5-56. Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025, Zona Región Metropolitana.

Trasformador
A. DE CORDOVA 110/12,5 kV 50 MVA 1
ANDES 110/12,5 kV 25 MVA 2
APOQUINDO 110/12,5 kV 22,4 MVA 4R
APOQUINDO 110/12,5 kV 50 MVA 1
APOQUINDO 110/12,5 kV 50 MVA 2
BATUCO 110/23,5 kV 50 MVA 2
BICENTENARIO 110/12,5 kV 25 MVA 2
CURACAVI 44/12.15 kV 4MVA 1
CURACAVI 44/12 kV 10 MVA 2
LA REINA 110/12,5 kV 50 MVA 2
LA REINA 110/12,5 kV 50 MVA 3
LA REINA 110/12,5 kV 50 MVA 4
LO BOZA 110/12,5 kV 25 MVA 1
LO BOZA 110/12,5 kV 50 MVA 4
LOS DOMINICOS 110/12,5 kV 50 MVA 3
OCHAGAVIA 110/12,5 kV 50 MVA 2
PAJARITOS 110/12,5 kV 22,4 MVA 4R
PAJARITOS 110/12,5 kV 50 MVA 1
PAJARITOS 110/12,5 kV 50 MVA 2
PUDAHUEL 110/12,5 kV 22,4 MVA 1
SAN CRISTOBAL 110/12,5 kV 50 MVA 5
SAN JOSE 110/13,2KV 25 MVA 2
SANTA ELENA 110/12,5 kV 50 MVA 4
SANTA MARTA 110/23,5 kV 37.5 MVA 4
SANTA RAQUEL 110/12,5 kV 50 MVA 1
SANTA RAQUEL 110/12,5 kV 25 MVA 2
VITACURA 110/12,5 kV 50 MVA 3
VITACURA 110/12,5 kV 50 MVA 4

De los transformadores con sobrecarga para el periodo 2019-2025, se consideran como mitigables, a los transformadores cuyo factor de carga considerando a todos los transformadores de la subestación al cual pertenece, es menor al 85%. Bajo este criterio, solo la unidad del transformador Ochagavía 110/12,5 kV 50 MVA T2 es mitigable.

Para los transformadores de las SS/EE Santa Raquel 110/12,5 kV, Santa Marta 110/23,5 kV, Bicentenario 110/12,5 kV, Pajaritos 110/12,5 kV y Curacaví 44/12 kV, se observa una criticidad media a alta, la cual debe ser atendida.

Debido al crecimiento inmobiliario e industrial de la zona de Chacabuco y Lampa sumado a la dificultad de proporcionar más puntos de apoyo a la S/E Quilicura, las subestaciones 110/23,5 kV Batuco y 110/12,5 kV Lo Boza, se observa una criticidad media alta para abastecer la demanda.

Para los transformadores de las SS/EE 110/12,5 kV Vitacura, Apoquindo 110/12,5 kV San Cristóbal y 110/12,5 kV La Reina, se presenta una situación particular; la demanda de los últimos años del sector

oriente de Santiago ha sido absorbida por estas instalaciones, particularmente por S/E Vitacura y S/E Apoquindo. Las unidades de las SS/EE San Cristóbal y La Reina en su caso, prestan apoyo para a las otras unidades. Estas maniobras, no son sostenibles en el periodo de análisis debido a la alta probabilidad de operación de estos transformadores por sobrecarga en los periodos de mayor demanda.

A continuación, la tabla 5-57 presenta el listado de transformadores que presentan una cargabilidad entre el 85% y 100% durante el periodo 2019-2025.

Tabla 5-57. Transformadores AT/MT entre 85%-100% periodo 2019-2025, Zona Región Metropolitana.

Trasformador
ANDES 110/12,5 kV 25 MVA T2
BATUCO 110/23,5 kV 37.5 MVA T1
CARRASCAL 110/12,5 kV 22,4 MVA T1
CARRASCAL 110/12,5 kV 22,4 MVA T2
CLUB HIPICO 110/12,5 kV 22,4 MVA T1
COSTANERA 110/12,5 kV 25 MVA
EL MANZANO 230/25 kV 20 MVA T4
LA CISTERNA 110/13,2 kV 35 MVA T2
LA PINTANA 110/12,5 kV 25 MVA T1
LA PINTANA 110 kV/12,5 kV 25 MVA T2
LO AGUIRRE 110/12,5 kV 10.5 MVA 1
LO VALLEDOR 110/12,5 kV 50 MVA 3
LO VALLEDOR 110/13,2 kV 25 MVA 1
LORD COCHRANE 110/12,5 kV 44.7MVA 2
MAIPU 110/12,5 kV 22,4 MVA 2
MAIPU 110/12,5 kV 22,4 MVA 4
PUENTE ALTO 110/12,5 kV 10/25 MVA T2
RUNGUE 44/23 kV 3.5 MVA 1
SAN CRISTOBAL 110/12,5 kV 50 MVA 5
SAN PABLO 110/23,5 kV 37.5 MVA 2
SANTA ELENA 110/12,5 kV 50 MVA T5
SANTA MARTA 110/12,5 kV 50 MVA 1

5.4.5 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/AT

Se diagnostica el 100% de los transformadores AT/AT de la Zona Región Metropolitana, de los cuales se identifica, de acuerdo con las proyecciones, que para el periodo 2019 existe un transformador con un nivel de carga superior al 85 %, correspondiente a la unidad de 220/110 kV 400 MVA de S/E Los Almendros.

Para la S/E Los Almendros no se registran obras de infraestructura que mejoren su situación. En la figura 5.73 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2019 hasta el 2025, donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

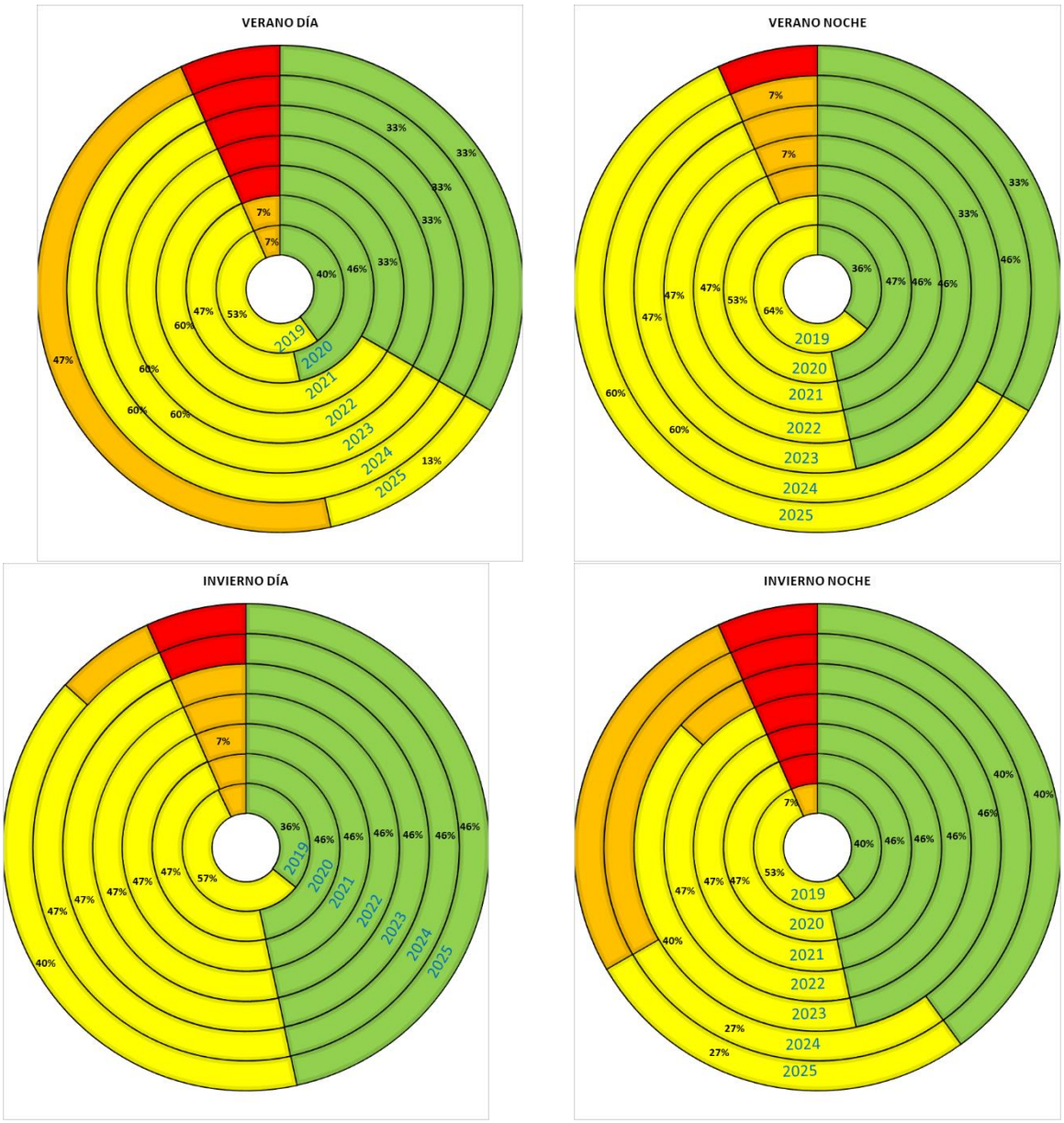


Figura 5.73. Evolución del Estado de Cargabilidad de los Transformadores AT/AT, Zona Región Metropolitana.

Del diagnóstico de los transformadores AT/AT de la Zona Región Metropolitana, se observa que la unidad que presenta una sobrecarga en los cuatro escenarios en distintos años del horizonte de tiempo del análisis es la unidad 220/110 kV de S/E Los Almendros. Este transformador presenta una sobrecarga promedio del 7,4 % en su peor escenario (invierno noche). Lo anterior debido a que, en condición de hidrología húmeda correspondiente al invierno, existen mayores flujos desde el sur para abastecer la demanda del anillo de 110 kV de Santiago, los cuales sumados a la entrada en operación de la central Alfalfal 2 con punto de inyección en S/E Los Almendros, ocasionan la

saturación de este transformador. En el caso de la S/E Cerro Navia 220/110 kV, su condición de criticidad respecto a la cargabilidad de sus dos unidades se resuelve con la entrada en operación del tercer transformador de 220/110 kV – 400 MVA, estimada para diciembre 2020, junto las modificaciones de la barra 110 kV de esta subestación. En condición de invierno, se puede comentar también que las unidades 220/110 kV de S/E Chena alcanzan el 85 % de cargabilidad en el periodo.

A continuación, la tabla 5-58 presenta un resumen de los principales transformadores AT/AT de la Zona Región Metropolitana con cargabilidad por sobre el 85%.

Tabla 5-58. Transformadores con cargas por sobre el 85% durante el periodo 2019-2025, Zona Región Metropolitana.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Buin 220/110 kV – 400 MVA T1	SI	No	No	SI
Cerro Navia 220/110 kV – 400 MVA T1	No	No	No	No
Cerro Navia 220/110 kV – 400 MVA T2	No	No	No	No
Cerro Navia 220/110 kV – 400 MVA T2	No	No	No	No
El Salto 220/110 kV – 400 MVA T1	No	No	No	No
El Salto 220/110 kV – 400 MVA T2	No	No	No	No
Chena 220/110 kV – 400 MVA T1	SI	No	No	SI
Chena 220/110 kV – 400 MVA T2	SI	No	No	SI
Los Almendros 220/110 kV – 400 MVA	SI	SI	SI	SI

5.4.6 DIAGNÓSTICO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se diagnostica un total de 237 secciones de tramos de líneas de transmisión zonal, siendo estas evaluadas ante los cuatro escenarios indicados. En la figura 5.74 se presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2019 hasta el 2025, donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

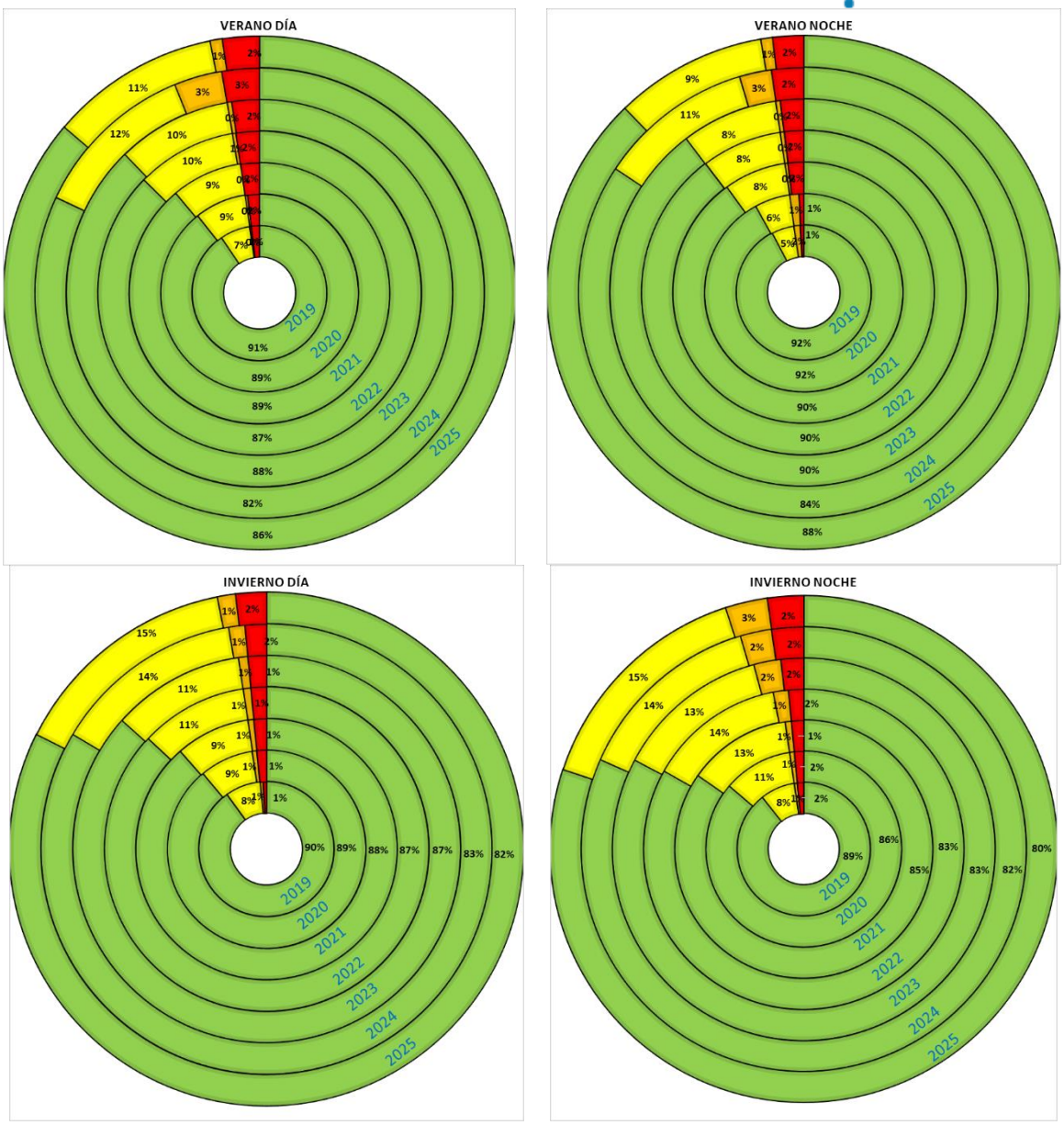


Figura 5.74. Evolución del Estado de Cargabilidad de las Líneas de Transmisión Zonal, Zona Región Metropolitana.

Para el caso de las líneas de transmisión de la Zona Región Metropolitana, existen instalaciones que se encuentran en condiciones de criticidad alta, es decir, existe en el horizonte de análisis presencia de sobrecarga en ciertos tramos de línea. A continuación, la tabla 5-59, presenta los tramos de líneas de transmisión que presentan niveles de criticidad alta durante el horizonte de análisis.

Tabla 5-59. Líneas de transmisión con criticidad Alta periodo 2019-2025, Zona Región Metropolitana.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
2x110 kV La Florida – Las Vizcachas	Sí	Sí	Sí	Sí
2x110 kV Tap Alonso de Córdova – Alonso de Córdova	Sí	No	No	Sí
1x110 kV Tap Las Vizcachas – Puente Alto	Sí	Sí	Sí	Sí

5.4.7 IMPACTO LOCAL DEBIDO AL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN HORIZONTE 2019 - 2025

No se aprecia impacto local debido al primer tren de descarbonización anunciado por el Gobierno de Chile, pues en esta Zona no existen centrales que se retiren.

5.4.8 PROBLEMÁTICAS ACTUALES DE OPERACIÓN

En la tabla 5-60 se muestran las problemáticas operacionales actuales en el sistema de la Zona Región Metropolitana.

Tabla 5-60. Problemáticas actuales de operación en la Zona Región Metropolitana.

Instalación Identificada	Problemática Operacional
S/E Quillota	Restricciones de transmisión por capacidad de los desconectadores acopladores hacia la barra de transferencia de los paños de línea 220 kV hacia S/E Polpaico (89J3-3 y 89J4-3) y de aquellos asociados al paño acoplador de barras de 220 kV, sean estos los acopladores para la barra Nº1, la barra Nº2 y la barra de transferencia (89JR-1, 89JR-2 y 89JR-3).
	Restricciones de transmisión por capacidad de los desconectadores de 220 kV lado barra principal y lado línea de los paños hacia S/E Polpaico (89J3-1, 89J3-2, 89J4-1 y 89J4-2), sus respectivos interruptores de poder (52J3 y 52J4), así como también el interruptor acoplador de barras (52JR).
	Capacidad de ruptura de interruptores sobrepasada.
S/E Chena	Barra única de 220 kV.
	Su desconexión intempestiva compromete la continuidad del suministro de clientes pertenecientes al sistema de Enel, en escenarios de alta demanda en su anillo y central Nueva Renca fuera de servicio.
Zona Región Metropolitana	En escenarios de alta demanda de consumo de potencia reactiva (días fríos de invierno y días calurosos de verano) el automatismo EDAC no es suficiente para evitar la propagación de la falla de un transformador 220/110 kV (severidad 8).

5.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

5.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona estudiada de Alto Jahuel – Charrúa, abarca aproximadamente una superficie de 83.000 km^2. De acuerdo con el Censo 2017, la población total es de aproximadamente 3.997.000 habitantes, representando el 22,7% de la población total del país.

Las instalaciones eléctricas estudiadas se encuentran en la zona centro-sur del país, y cubren una extensión aproximada de 420 km, específicamente en las siguientes regiones:

- Región Metropolitana (zona sur de las provincias de Talagante, Maipo y Melipilla).
- Región del Libertador Bernardo O'Higgins.
- Región del Maule.
- Región de Ñuble.
- Región del Biobío (al norte de la S/E Charrúa).

La figura 5.75 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Alto Jahuel – Charrúa.

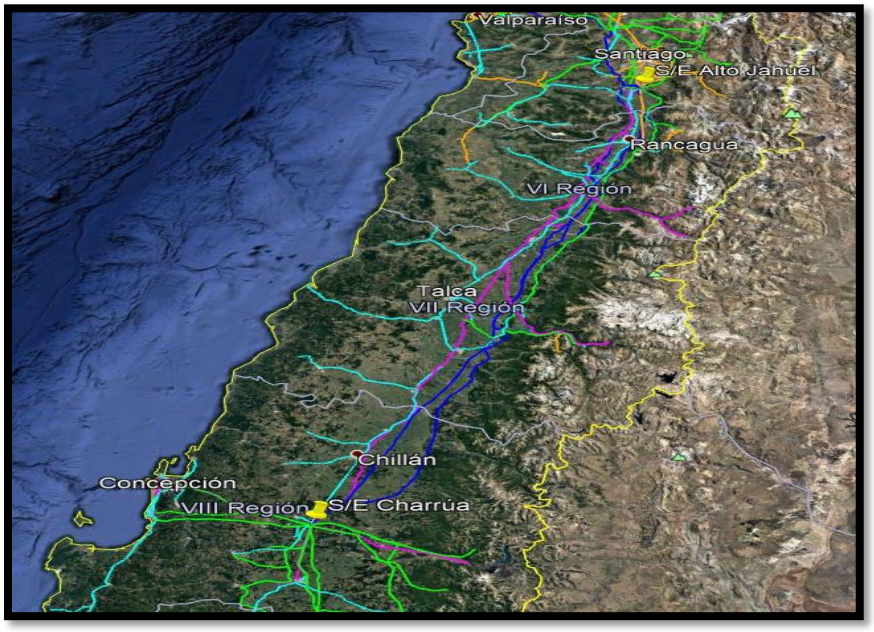


Figura 5.75. Zona territorial de la Zona Alto Jahuel – Charrúa.

La zona bajo estudio está caracterizada por una población localizada principalmente en la depresión intermedia, con las mayores tasas de densidad poblacional luego de la Región Metropolitana y la Región de Valparaíso.

Las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Alto Jahuel – Charrúa poseen aproximadamente 4.500 km de líneas de transmisión, las cuales son esquematizadas en la figura 5.76, individualizadas con un detalle técnico general en la tabla 5-61.

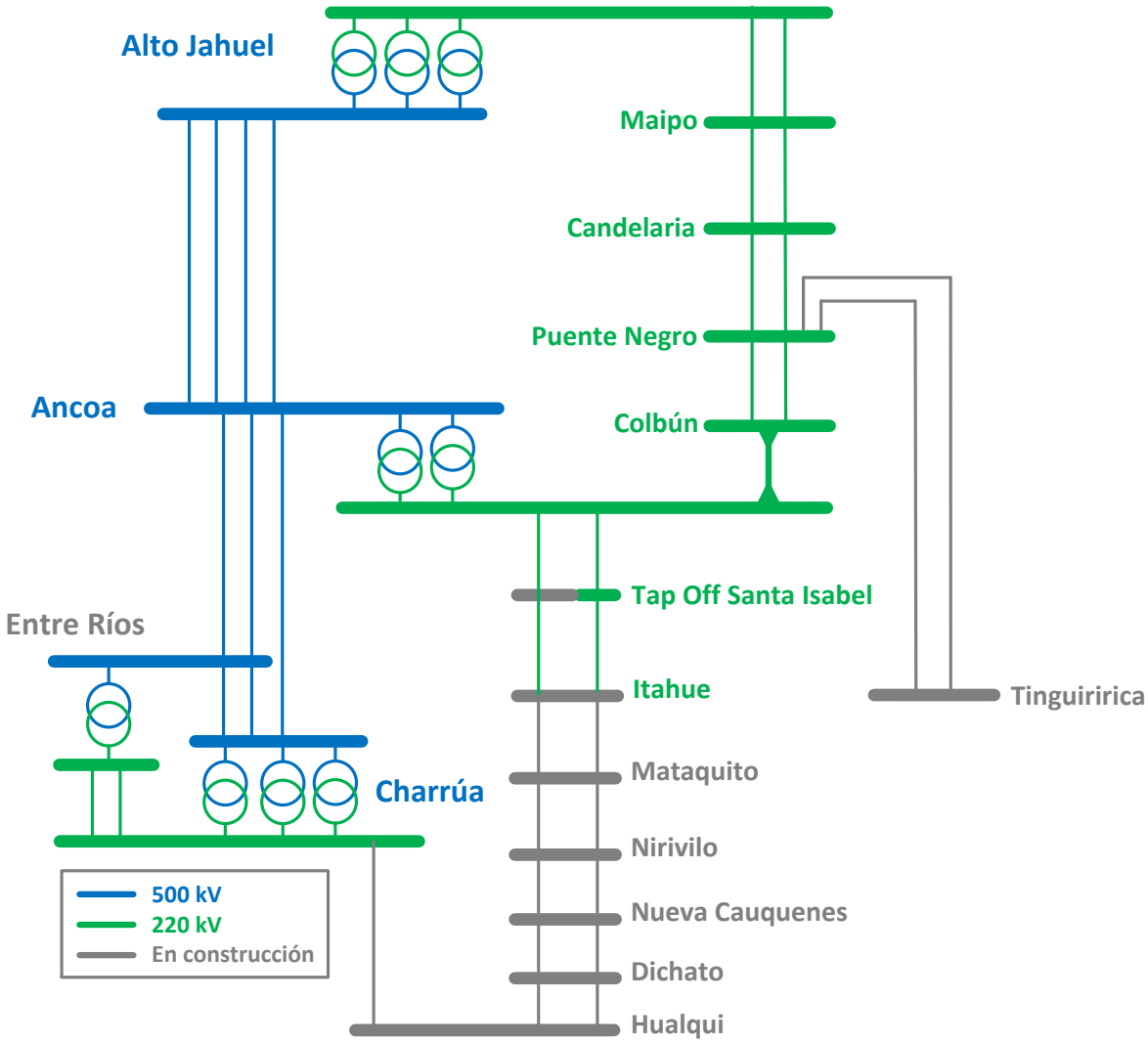


Figura 5.76. Esquema de instalaciones de transmisión en la zona estudiada de la Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Tabla 5-61. Sistema de Transmisión Nacional de la Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Ancoa - Jahuel L1	500	1	1.606	Existente
L. Ancoa - Jahuel L2	500	1	1.803	Existente
L. Ancoa - Jahuel L3	500	1	2.217	Existente
L. Ancoa - Jahuel L4	500	1	2.217	Existente
L. Colbún – Ancoa	220	1	600	Existente
L. Colbún – Puente Negro	220	2	692	Existente
L. Puente Negro – Candelaria	220	2	692	Existente

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Puente Negro – Tinguiririca	220	2	569	Existente
L. Maipo – Candelaria	220	2	728	Existente
L. Alto Jahuel - Maipo	220	2	680	Existente
L. Ancoa - Itahue	220	1	472	Existente
L. Ancoa – Tap Off Santa Isabel	220	1	481	Existente
L. Tap Off Santa Isabel – Itahue	220	1	481	Existente
L. Ancoa – Entre Ríos L1	500	1	2.170	Existente
L. Ancoa – Entre Ríos L2	500	1	2.364	Existente
L. Charrúa – Ancoa L3	500	1	2.199	Existente
L. Charrúa – Entre Ríos L1	500	1	2.170	Existente
L. Charrúa – Entre Ríos L2	500	1	2.364	Existente
Autotransformadores AT1 y AT2 S/E Ancoa	500/220	2	750	Existente
Autotransformadores AT3, AT4 y AT5 S/E Alto Jahuel	500/220	3	750	Existente
Autotransformadores AT5, AT6 y AT8 S/E Charrúa	500/220	3	750	Existente
Autotransformador S/E Entre Ríos	500/220	1	750	Existente

En complemento al sistema nacional, el sistema zonal de la zona estudiada posee líneas de 154 kV, totalizando 38 tramos de líneas de transmisión interconectados, cuya extensión alcanza aproximadamente 745 km. Adicionalmente, el sistema posee líneas de 66 kV que totalizan 252 tramos con una extensión aproximada de 1.350 km.

La demanda está caracterizada por los clientes residenciales de las distintas ciudades del sistema bajo análisis, así como también por la participación de clientes agrícolas.

El suministro de demanda del sistema zonal Alto Jahuel – Charrúa posee cinco (5) puntos de inyección desde el sistema nacional, los cuales corresponden a:

- S/E Alto Jahuel 220 kV.
- S/E Alto Melipilla 220 kV.
- S/E Puente Negro 220 kV.
- S/E Itahue 220 kV.
- S/E Charrúa 220 kV.

Las subestaciones anteriormente listadas, transportan la energía desde el Sistema de Transmisión Nacional hacia al interior del sistema zonal. Las principales subestaciones del sistema zonal son las siguientes:

- S/E Paine 154 kV y 66 kV.
- S/E Rancagua 154 kV y 66 kV.
- S/E Punta de Cortés 154 kV y 66 kV.
- S/E Malloa 154 kV y 66 kV.
- S/E San Fernando 154 kV y 66 kV.
- S/E Teno 154 y 66 kV.
- S/E Maule 154 kV y 66 kV.
- S/E Alto Melipilla 220 kV y 110 kV.

En términos de generación, la central Rapel provee energía eléctrica al mayor número de consumos de la zona bajo estudio, dado que abastece la zona sur de la Provincia de Melipilla y la zona costera de la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins.

En complemento a la central Rapel, existen otras centrales generadoras conectadas en el sistema, de menor tamaño que contribuyen con la inyección local, entre las cuales destacan:

- Central Diesel Constitución.
- Central de biomasa Licantén.
- Central de biomasa Nueva Aldea.
- Central de biomasa Pacífico.
- Central de biomasa Viñales.
- Central hidroeléctrica de pasada Lircay.
- Central hidroeléctrica de pasada Mariposas.
- Central hidroeléctrica de pasada Providencia.
- Central hidroeléctrica de pasada San Ignacio.
- Central hidroeléctrica de pasada Pangal.

Adicionalmente, existen centrales hidroeléctricas de la cuenca alta del río Tinguiririca que también impactan en la utilización del sistema de 154 kV, tales como las centrales La Higuera, La Confluencia, El Paso y San Andrés, las cuales, a partir del invierno del año 2020, inyectan su energía directamente al Sistema Nacional a través de la S/E Puente Negro 220 kV, de acuerdo con lo informado por Tinguiririca Energía mediante la carta HLH-2018-1000 el 26/06/2018.

La modelación de la demanda de Largo Plazo utiliza los resultados provenientes de la previsión de consumos que desarrolla el Coordinador para los análisis del Sistema de Transmisión Nacional y la información que dispone para efectos de desagregación temporal y espacial.

En virtud de las características del sistema zonal analizado, las demandas modeladas requieren un alto grado de desagregación. Adicionalmente, la información de la previsión de demanda es complementada utilizando información del sistema SCADA y las mediciones entregadas al Coordinador a través de los coordinados con motivo del cumplimiento de la calidad de producto, los datos del proceso de facturación, entre otros.

En términos de las líneas existentes de la zona estudiada, se presenta la figura 5.77, que resume los porcentajes de líneas de transmisión según el nivel de tensión y adicionalmente, los kilómetros aproximados de líneas de transmisión en virtud del nivel de tensión.

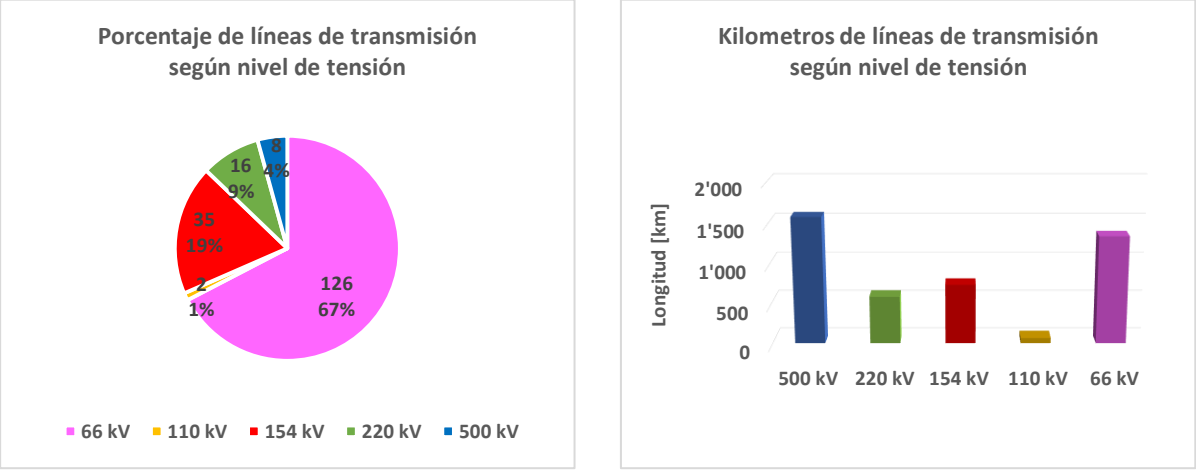


Figura 5.77. Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

La zona Alto Jahuel – Charrúa actualmente posee 40 transformadores de tres devanados. En el periodo analizado hasta 2025, se adicionan 7 de estos transformadores. En general, los niveles de tensión en el lado de alta tensión son de 220/154 kV, 220/110 kV, 220/66 kV, 154/69 kV, 154/66 kV, 110/66 kV y 66/15 kV.

En la figura 5.78 se presenta la cantidad de transformadores existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

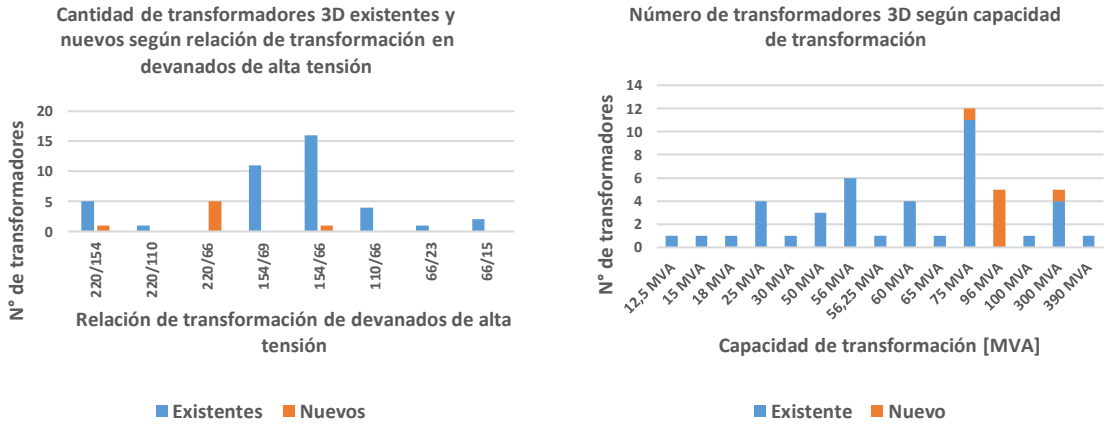


Figura 5.78. Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

De la figura 5.78 se observa que la gran mayoría de los nuevos transformadores poseen una razón de transformación 220/66 kV, que refleja la expansión del sistema de transmisión hacia las redes de 66 kV, permitiendo puntos de apoyo mediante la nueva línea costera definida en el Decreto Exento N°418 que una vez en servicio, refuerza la zona de Parral al Sur.

Respecto a los transformadores de 2D o AT/MT, el análisis considera 141 transformadores AT/MT dentro del periodo de análisis hasta el 2025, de distintos niveles de transformación con capacidades que varían desde 1 MVA hasta 40 MVA. La figura 5.79 resume la cantidad de transformadores según la capacidad de éstos. En su gran mayoría, la zona de Alto Jahuel – Charrúa posee transformadores típicos con capacidad de transformación de 5, 10, 25 y 30 MVA.

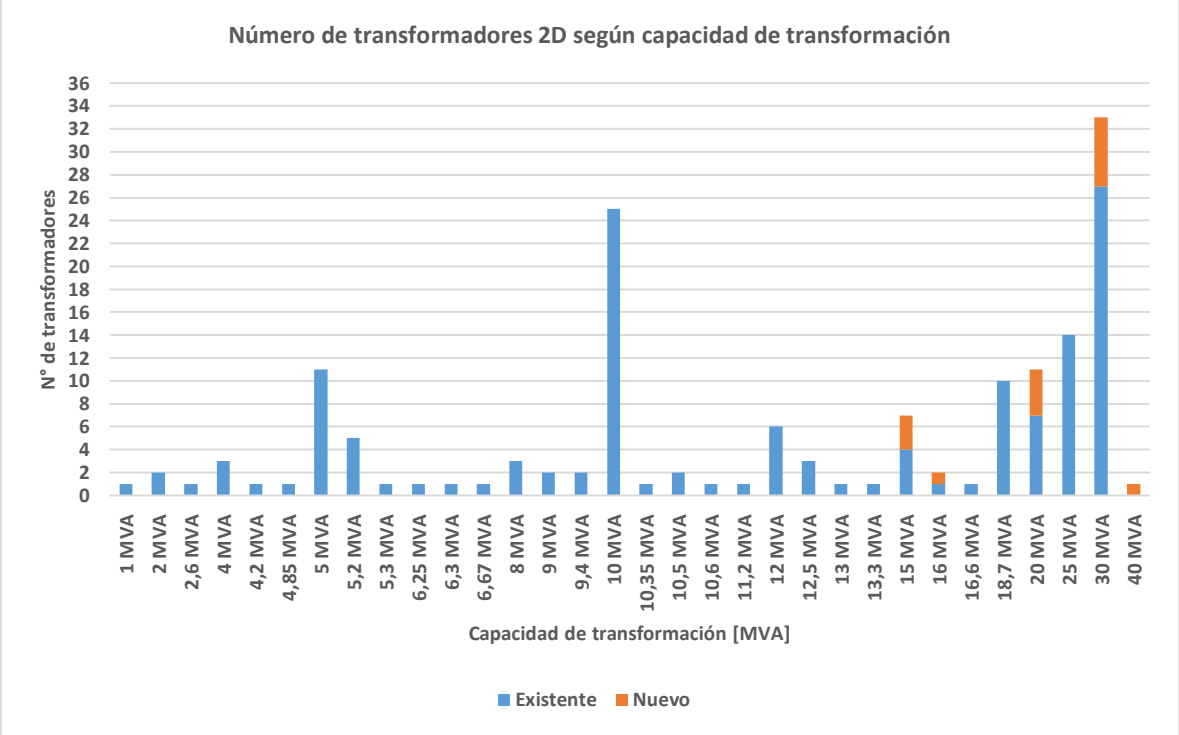


Figura 5.79. Cantidad de transformadores 2D según capacidad de transformación en MVA, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

5.5.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la tabla 5-62.

Tabla 5-62. Cuadro de temperaturas por zona, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Melipilla	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Talagante	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Rancagua	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
San Fernando	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Pichilemu	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Curicó	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Talca	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Linares	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Cauquenes	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Bulnes	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C

El desarrollo de este estudio considera las obras en construcción y de expansión zonal declaradas en el Decreto Exento N°418 del 2017, las cuales son de ejecución obligatoria. En este Decreto, se indica la fecha estimada de entrada en operación de cada una de las instalaciones establecidas, las cuales fueron rectificadas de acuerdo con la información del Coordinador para evaluar el desempeño del sistema Alto Jahuel – Charrúa hasta el año 2025. De la tabla 5-63 de la tabla 5-66, se presentan las obras de ejecución obligatoria tanto de expansión como en construcción, localizadas en la zona de análisis, indicando el nombre de referencia y los escenarios en los cuales han sido contemplados.

Tabla 5-63. Listado de Obras de Ejecución Obligatoria de Expansión Zonal (DE N° 418), Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras Zonales en Construcción al 31 de octubre de 2018	Escenarios
Nueva línea 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Invierno 2019
Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Graneros - Granero	Caso Base
Aumento de capacidad línea 1x66 kV Rancagua - Alameda	Caso Base
Aumento de capacidad en S/E Punta Cortés	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Punta Cortés	Caso Base
Aumento de capacidad en S/E La Manga	Caso Base
Aumento de capacidad en S/E Portezuelo	Caso Base
Aumento de capacidad línea 1x66 kV San Fernando - Placilla	Invierno 2019
Aumento de capacidad línea 1x66 kV Placilla - Nancagua	Invierno 2019
Nuevo Transformador en S/E Malloa	Caso Base
Aumento de capacidad en S/E Nueva Malloa	Caso Base
Aumento de capacidad línea 1x154 kV Empalme Teno - Teno	Caso Base
Aumento de capacidad tramo de línea 1x66 kV Teno - Rauquén	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Curicó	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Los Maquis	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Talca	Caso Base
Proyecto Apoyo Maule	Invierno 2019
Aumento de capacidad en S/E Villa Alegre	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Chillán	Caso Base

Tabla 5-64. Obras de Ejecución Obligatoria, En Construcción al 31 de octubre de 2018 (DE N° 418), Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Aumento de capacidad de transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén - El Paico - El Monte	Invierno 2021
Ampliación en S/E Graneros	Verano 2021
Ampliación en S/E Alameda	Verano 2021
Seccionamiento en línea 2x154 kV Alto Jahuel - Tinguiririca en S/E Punta de Cortés	Invierno 2020
Ampliación S/E Punta de Cortés	Invierno 2020
Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	Verano 2021
Ampliación en S/E La Esperanza	Verano 2021
Ampliación en S/E Alcones	Invierno 2020
Ampliación en S/E Nancagua	Verano 2021
Ampliación en S/E Paniahue	Verano 2021
Ampliación en S/E Maule	Verano 2020
Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule - Talca	Invierno 2020
Seccionamiento en S/E Panimávida	Verano 2020
Ampliación en S/E Panimávida	Verano 2020
Ampliación en S/E Linares Norte	Invierno 2020
Ampliación en S/E La Palma	Invierno 2020
Ampliación en S/E San Javier	Invierno 2020
Ampliación en S/E Constitución	Invierno 2020
Aumento de capacidad de transformación en S/E Longaví	Verano 2021
Seccionamiento en S/E San Gregorio	Verano 2021
Ampliación en S/E San Gregorio	Verano 2021
Ampliación en S/E Cauquenes	Invierno 2020
Ampliación en S/E San Carlos	Verano 2021
Nueva Subestación Pueblo Seco 154 kV	Invierno 2020
Cambio circuitos 1x154 kV Charrua - Tap Chillan y 1x154 kV Charrúa - Monterrico	Verano 2020
Ampliación en S/E Monterrico	Verano 2021

Tabla 5-65 Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293)

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Aumento de capacidad en S/E Colchagua	Verano 2022
Aumento de capacidad en S/E Piduco	Invierno 2021
Aumento de capacidad en S/E El Monte	Verano 2022
Ampliación Línea 2x220 kV Punta Cortes – Tuniche: Incorporación de paños de línea	Verano 2024
Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	Verano 2024
Ampliación en S/E Punta Cortes para interconexión de Línea 2x220 kV Punta Cortes – Tuniche	Verano 2024
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, Segmento Tap Rengo Pelequén	Verano 2022
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Pelequén – Malloa	Verano 2022
Ampliación en S/E El Manzano	Verano 2022
Ampliación en S/E La Esperanza	Verano 2023
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Chacahuín – Linares	Verano 2021
Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca – San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca	Verano 2022
Ampliación en S/E San Vicente de Tagua	Invierno 2021
Ampliación en S/E Monterrico	Verano 2022
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	Verano 2022

Tabla 5-66. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (RE N° 622) , Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	Verano 2024
Nueva Línea 1x66 kV La Esperanza - El Manzano	Verano 2023

En la tabla 5-67, se muestra el escenario de estudio en el cual fue incorporado la obra y se indica la resolución con la cual fue establecido ese proyecto.

Tabla 5-67. Obras establecidas a través del artículo 102°, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Proyecto	Escenario	Resolución
Proyecto de Aumento de Capacidad BBCC Zona Maule	Base	RE 528 26/09/2017
Nuevo Transformador 220/154 kV y adecuaciones S/E Tinguiririca	Invierno 2020	RE 569 12/10/2017
Refuerzo Línea de Transmisión 1x66 kV Parral – Paso Hondo	Verano 2019	RE-652 28/09/2018

Se han obtenido las demandas máximas coincidentes para 17 subzonas, cuyas fechas son detalladas en la tabla 5-68, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de potencia en la zona, con las cuales se desarrolla el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-68. Fechas de demanda máxima coincidente, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Chillán	2019-02-05 15:00:00	2019-03-12 21:00:00	2019-06-26 17:00:00	2019-06-26 19:00:00
Fátima	2019-01-08 16:00:00	2019-03-06 21:00:00	2019-04-04 10:00:00	2019-07-10 23:00:00
Itahue	2019-02-22 11:00:00	2019-02-19 21:00:00	2019-04-10 10:00:00	2019-04-13 19:00:00
Buin	2019-02-04 17:00:00	2019-02-04 21:00:00	2019-06-24 17:00:00	2019-06-25 20:00:00
Linares	2019-02-05 16:00:00	2019-02-05 19:00:00	2019-07-01 12:00:00	2019-07-23 19:00:00
Las Arañas	2019-03-10 13:00:00	2019-01-16 21:00:00	2019-04-14 12:00:00	2019-06-23 19:00:00
Malloa	2019-02-21 11:00:00	2019-02-05 21:00:00	2019-04-03 10:00:00	2019-06-15 19:00:00
Maule	2019-02-20 16:00:00	2019-02-05 19:00:00	2019-06-25 11:00:00	2019-06-25 19:00:00
Melipilla	2019-02-14 15:00:00	2019-02-04 21:00:00	2019-04-09 11:00:00	2019-07-22 20:00:00
Monterrico	2019-01-01 10:00:00	2019-02-05 21:00:00	2019-06-26 17:00:00	2019-07-03 19:00:00
Paine	2019-03-08 15:00:00	2019-03-05 21:00:00	2019-04-11 11:00:00	2019-07-25 21:00:00
Parral	2019-02-05 15:00:00	2019-02-15 21:00:00	2019-07-19 11:00:00	2019-07-23 19:00:00
Quelentaro	2019-02-15 10:00:00	2019-01-15 21:00:00	2019-04-03 11:00:00	2019-05-18 19:00:00
Rancagua	2019-02-06 15:00:00	2019-02-05 21:00:00	2019-06-24 16:00:00	2019-06-25 20:00:00
San Fernando	2019-02-19 15:00:00	2019-02-19 21:00:00	2019-04-04 11:00:00	2019-07-28 20:00:00
Teno	2019-03-13 16:00:00	2019-03-26 20:00:00	2019-04-04 11:00:00	2019-04-06 20:00:00
Talca	2019-02-05 16:00:00	2019-02-05 19:00:00	2019-07-01 12:00:00	2019-07-01 19:00:00

5.5.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

De la figura 5.80 a la figura 5.88, se presentan los resultados relevantes de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a la zona estudiada de Alto Jahuel - Charrúa. La totalidad de los resultados se encuentran disponibles en el Apéndice III – Uso esperado del Sistema de Transmisión Nacional, para los distintos de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional en las simulaciones consideradas.

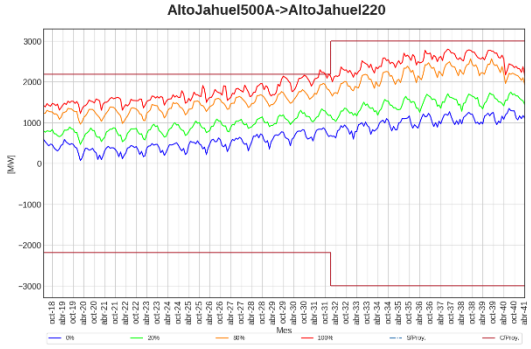


Figura 5.80. Utilización esperada transformadores 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.

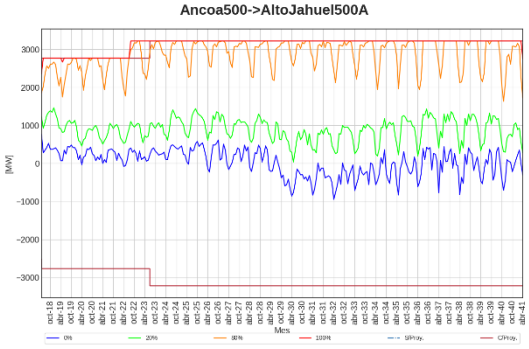


Figura 5.81. Utilización esperada línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel.

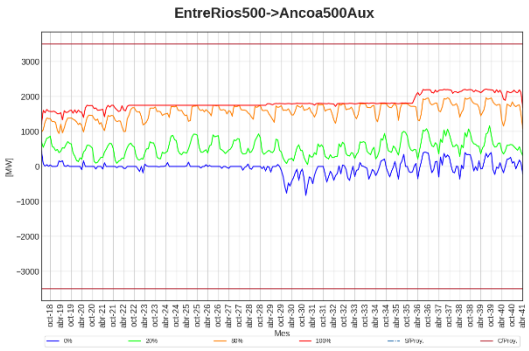


Figura 5.82. Utilización esperada línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa.

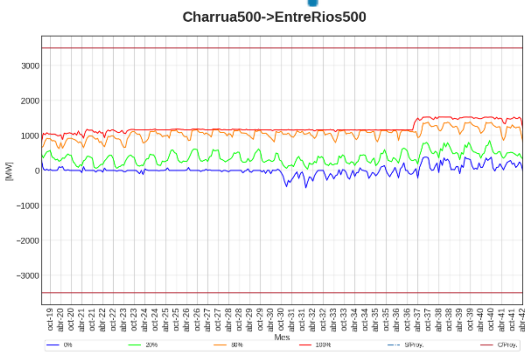


Figura 5.83. Utilización esperada línea 2x500 kV Charrúa – Entre Ríos.

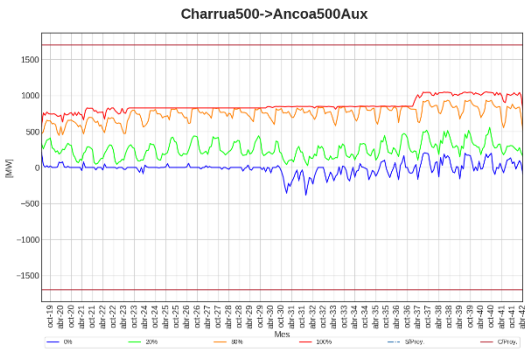


Figura 5.84. Utilización esperada línea 1x500 kV Charrúa - Ancoa.

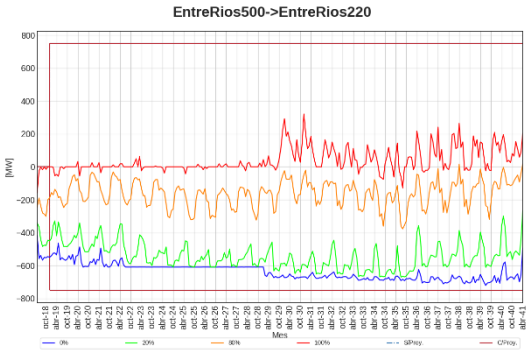


Figura 5.85. Utilización esperada transformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos.

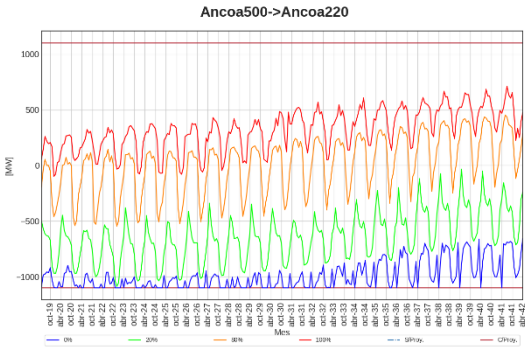


Figura 5.86. Utilización esperada transformadores 500/220 kV en S/E Ancoa.

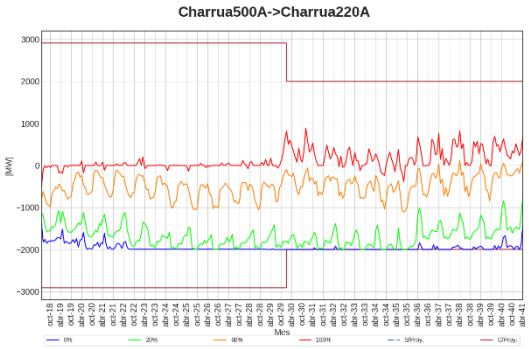


Figura 5.87. Utilización esperada transformadores 500/220 kV en S/E Charrúa.

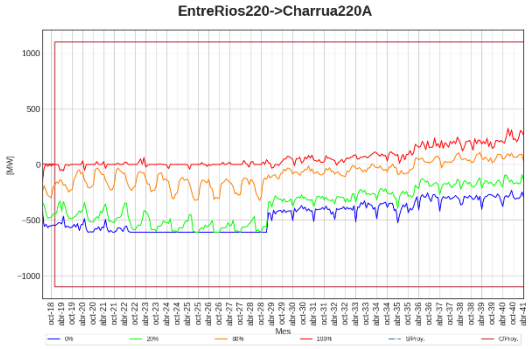


Figura 5.88. Utilización esperada línea 2x220 kV Entre Ríos – Charrúa.

5.5.3.1 Comentarios

- Se observan congestiones en transformación 500/220 kV en la S/E Alto Jahuel al año 2030.
- Se observan congestiones en transformación 500/220 kV en la S/E Ancoa, principalmente en época estival con alto aporte hídrico.
- Se observan congestiones durante todo el horizonte de análisis para el tramo Ancoa – Alto Jahuel 500 kV, las cuales persisten cuando la restricción de transmisión es elevada a 3.200 MW a partir de julio de 2023, fecha en la que se supone entra en operación un equipo SVC. Es importante destacar que actualmente este tramo posee restricciones operativas por regulación de tensión a 2.526 MVA, acorde al análisis por Art. 5-31 de la NTSyCS, y asume que el STATCOM de S/E Cerro Navia es el principal aporte de reactivos; dado lo anterior, a medida que los requerimientos de potencia reactiva se incrementan, también se incrementa la necesidad de equipos de regulación de tensión.
- Actualmente, el corredor 2x500 kV Charrúa – Entre Ríos – Ancoa más la línea 1x500 kV Charrúa - Ancoa, están limitados a 2.137 MVA, al realizar el análisis según lo señalado en el Art. 5-31 de la NTSyCS. De hecho, en contingencia de falla de la central Nueva Renca y con altas transferencias en el sistema de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, la limitación es aún más exigente, llegando a 1.940 MVA. Dada las condiciones anteriores, el corredor 2x500 kV Charrúa – Entre Ríos – Ancoa posee congestiones permanentes en el horizonte de análisis, principalmente debido a la falta de recursos para control de tensión en el sistema eléctrico.
- Se observan congestiones en transformación 500/220 kV en la S/E Charrúa, motivadas por el traslado de un autotransformador desde S/E Charrúa a S/E Entre Ríos en el año 2030.

Respecto a las simulaciones eléctricas en el horizonte 2025, se advierten las siguientes problemáticas:

- La S/E Ancoa 500 kV posee una deficiencia en el control de tensión en escenarios de demanda baja, donde se presentan sobretensiones por sobre el límite de estado normal indicados en la NTSyCS vigente. Independiente de la presencia de reactores de líneas, transformadores 500/220 kV y el reactor de S/E Ancoa 220 kV, y la presencia de una cantidad importante de generadores sincrónicos en la zona, la baja o ausencia de generación en la central Pehuenche no permite un correcto control de tensión de la barra de 500 kV en la S/E Ancoa.
- La S/E Quelentaro 220 kV posee una deficiencia en el control de tensión en escenarios de demanda alta, cuando no existe generación de la central Rapel y en ausencia de inyección de energía a través de centrales eólicas, provocando subtensiones en la barra Quelentaro 220 kV y con esto provocando subtensiones también en subestaciones de transmisión zonal aledañas tales como la S/E Las Arañas 110 kV y S/E Portezuelo 110 kV.

5.5.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

Se observa, de acuerdo con las proyecciones analizadas, que el periodo actual 2019 ha presentado 10 transformadores sobrecargados y 25 con un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentra bajo el 85% de su capacidad. La figura 5.89 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2019 hasta el año 2025 (año 2019 al interior), donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

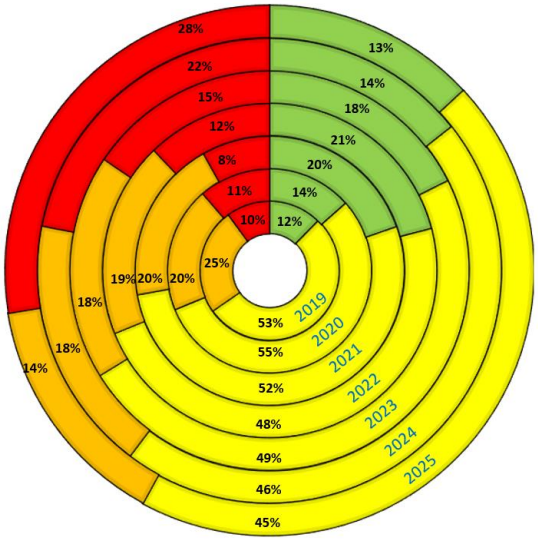


Figura 5.89. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

El análisis de la figura 5.89 permite observar que:

- Al año 2020, el 11% de los transformadores presentan episodios en los cuales existe sobrecarga, mientras que en un 20% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos se encuentra entre el 85% y el 100% de su capacidad.

- Si bien la materialización de obras de aumento de capacidad y nuevos transformadores a materializar en el año 2021, permiten disminuir el porcentaje de transformadores sobrecargados de 11 a 8%, el aumento de demanda proyectada provoca aumentos progresivos de los transformadores sobrecargados, desde un 12% a un 28% del total analizado; lo anterior, sin perjuicio de la ejecución de las obras de aumento de capacidad, obras nuevas y estrategias de redistribución de cargas eficiente.

A continuación, la tabla 5-69 presenta el listado de transformadores sobrecargados durante el periodo 2019-2025, que en el periodo analizado no posee alguna mitigación vigente por obra nueva, ampliación o estrategia de redistribución de cargas en la subestación respectiva. Adicionalmente, la

tabla 5-70 presenta aquellos transformadores que sí presentan sobrecargas mitigables en el periodo analizado.

Tabla 5-69. Transformadores sobrecargados en el periodo 2019-2025, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
CACHAPOAL 66/MT 25 MVA T1
CACHAPOAL 66/MT 25 MVA T2
CHACAHUÍN 66/MT 30 MVA T2
CHIMBARONGO 66/MT 9,4 MVA T2
CHUMAQUITO 66/MT 18,7 MVA T1
COCHARCAS 66/MT 12 MVA TX
COCHARCAS 66/MT 4,2 MVA T1
EL MAITÉN 66/MT 10 MVA T1
FÁTIMA 66/MT 30 MVA T1
FÁTIMA 66/MT 30 MVA T2
HOSPITAL 66/MT 18,7 MVA T2
HUALAÑÉ 66/MT 5 MVA T1
HUALTE 66/MT 10 MVA
ISLA DE MAIPO 66/MT 11,2 MVA T2
LA RONDA 66/MT 13,3 MVA T1
MARCHIGÜE 66/MT 10 MVA T1
MARCHIGÜE 66/MT 10 MVA T2
PANGUILEMO 66/MT 9 MVA T1
PARRAL 66/MT 30 MVA T3
PARRONAL 66/MT 5 MVA T1
PELEQUEN 66/MT 4 MVA T1
QUELENTARO 110/MT 13 MVA T5
QUIRIHUE 66/MT 10 MVA T1
RANGUILÍ 66/MT 5,2 MVA T1
RANGUILÍ 66/MT 5 MVA T2
RAUQUÉN 66/MT 30 MVA T2
SAN CLEMENTE 66/MT 10 MVA T1
SAN GREGORIO 66/13,2 kV 2.6MVA
SAN MIGUEL 66/MT kV 16,6 MVA T1
SAN RAFAEL 66/MT kV 16 MVA T1
SANTA ELISA 33/23 kV 6-8 MVA
SANTA ELVIRA 66/MT kV 25 MVA T1
SANTA ELVIRA 66/MT kV 25 MVA T2
TALCA 66/13,8 kV 10 MVA T3
TALCA 66/MT kV 30 MVA T1
TALCA 66/MT kV 30 MVA T2
TALCA 66/MT kV 30 MVA T4
TENO 69/MT kV 10 MVA T2
TRES ESQUINAS T1 66/13,8 kV 8-10 MVA
TRES ESQUINAS T2 66/13,8 kV 6-8 MVA
TUNICHE 66/MT 18,7 MVA T1
VILLA PRAT 66/MT 10,6 MVA T1 yT2

Tabla 5-70. Instalaciones sobrecargadas en el corto plazo que cuentan con una solución, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
ALAMEDA 66/MT 25 MVA T1	Ampliación en S/E Alameda
CHOCALÁN 66/MT 10 MVA T1	Aumento de capacidad en S/E Chocalán
CAUQUENES 66/MT 12 MVA T3	Ampliación en S/E Cauquenes
COLCHAGUA 66/15 10,5 MVA T1	Aumento de capacidad en S/E Colchagua
CONSTITUCIÓN 66/MT 20 MVA T1	Ampliación en S/E Constitución
EL MONTE 66/MT 10 MVA T1	Aumento de capacidad en S/E El Monte
GRANEROS 66/MT 30 MVA T2	Ampliación en S/E Graneros
LIHUEIMO 66/MT 12,5 MVA T1	Ampliación en S/E Lihueimo
LINARES NORTE 66/13,2 kV 10 MVA	Aumento de capacidad en S/E Linares Norte
LORETO 66/MT 10,5 MVA T1	Aumento de capacidad en S/E Loreto
NANCAGUA 66/MT 10 MVA T1	Ampliación en S/E Nancagua
PANIAHUE 66/MT 20 MVA T1	Ampliación en S/E Paniahue
PIDUCO 66/MT 30 MVA T2	Aumento de capacidad en S/E Piduco
SAN GREGORIO 66/13,2 kV 2.6MVA	Ampliación en S/E San Gregorio
SAN VICENTE T.T. 66/MT 25 MVA T2	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua

5.5.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

El análisis se realiza a 44 transformadores AT/AT, siendo éstos evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la figura 5.90 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2019 hasta el 2025 (año 2019 al interior), donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

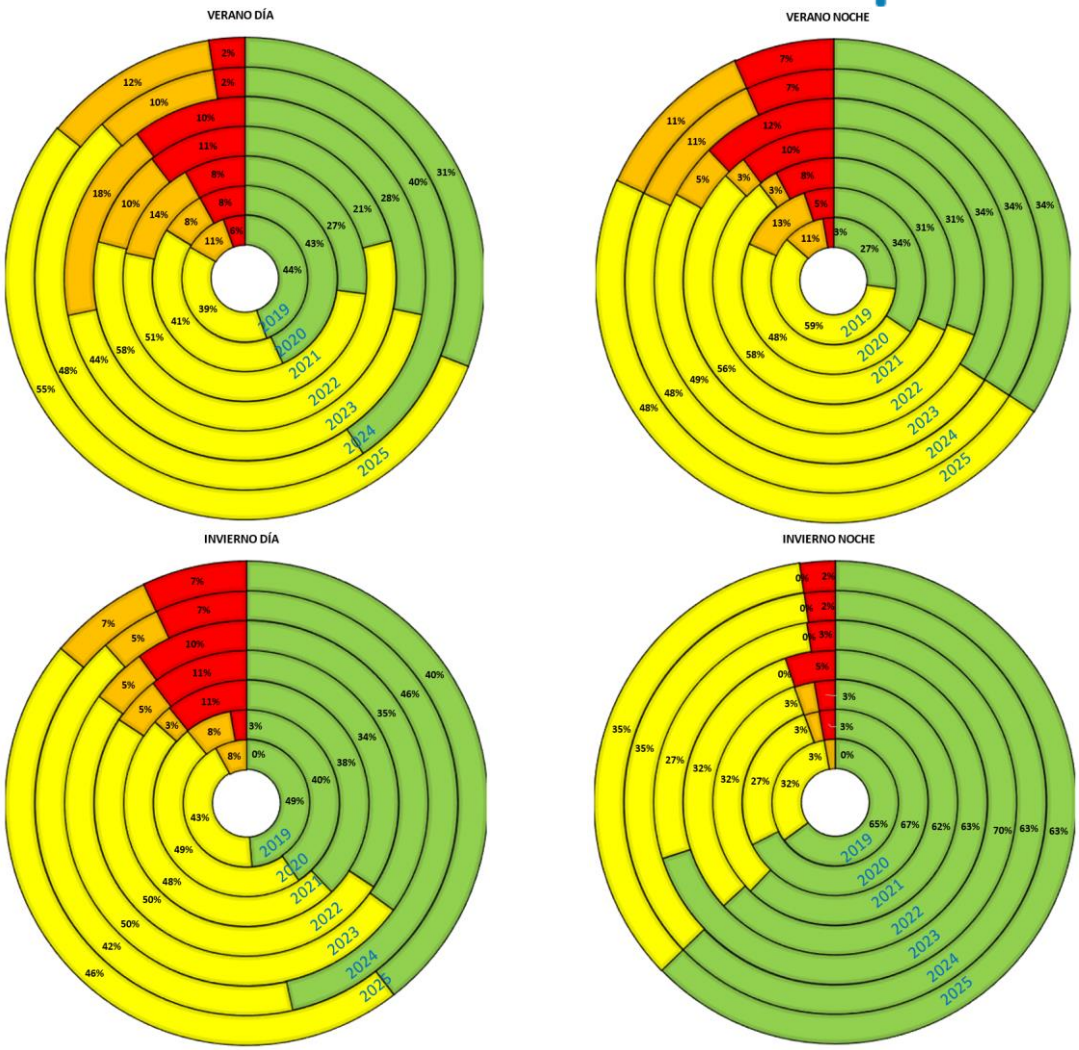


Figura 5.90. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

La tabla 5-71 muestra aquellos transformadores AT/AT que presentan sobrecarga en el horizonte de análisis 2019-2025, según cada escenario analizado.

Tabla 5-71. Transformadores con sobrecarga durante el periodo 2019-2025, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Fátima 154/69/14,8 kV	Sí	Sí	Sí	Sí
Punta Cortes 154/69/13,8 kV 1	Sí	Sí	Sí	Sí
Rancagua 154/69/13,8 kV T1	No	No	Sí	Sí
Rancagua 154/69/13,8 kV T4	No	No	No	No
San Fernando 154/69/13,8 kV 1	Sí	Sí	No	No
Teno 154/66/13,2 kV 1	No	Sí	Sí	No
Tinguiririca 220/154/66 kV	Sí	Sí	Sí	No

Las dos instalaciones que se observan aliviadas en el horizonte de análisis son las siguientes:

- El transformador Fátima 154/69/14,8 kV, a partir del año 2023, mediante el proyecto de ampliación en S/E Fátima, que considera el traslado e instalación en la S/E Fátima del transformador 154/66/14,8 kV actualmente instalado en la S/E Paine.
- El transformador Rancagua 154/69/13,8 kV T4, con la incorporación de la subestación seccionadora Codegua, que posee un transformador 110/66 kV de al menos 100 MVA (considera 100 MVA para efectos de simulación).

La tabla 5-72 enlista complementariamente aquellos transformadores que presentan una cargabilidad por sobre el 85% y que paulatinamente aumentan sus requerimientos en virtud de la demanda estimada.

Tabla 5-72. Transformadores con cargas por sobre el 85% durante el periodo 2019-2025, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Malloa 154/69/14,8 kV 1	Sí	No	No	No
Maule 154/66 kV-60 MVA 1	Sí	No	No	No
Maule 154/66 kV-25 MVA 2	No	No	Sí	No
Portezuelo T1 110/66 kV-50 MVA	No	Sí	No	No
Portezuelo T2 110/66 kV-18 MVA	No	No	Sí	No
Quelentaro 220/110 kV-65 MVA	No	Sí	No	No
Rancagua 154/69/13,8 kV T1	Sí	Sí	Sí	Sí
Teno 154/66/13,2kV_25 MVA_2	No	Sí	No	No

5.5.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el estudio de 212 líneas de transmisión zonal, considerando tanto instalaciones existentes como aquellas futuras, siendo evaluadas para los cuatro escenarios indicados de verano día, verano noche, invierno día e invierno noche. La figura 5.91 presenta la evolución de la cargabilidad de las líneas desde el año 2019 hasta el 2025 (año 2019 al interior), donde los distintos colores representan las siguientes cargabilidades:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayor a 100%

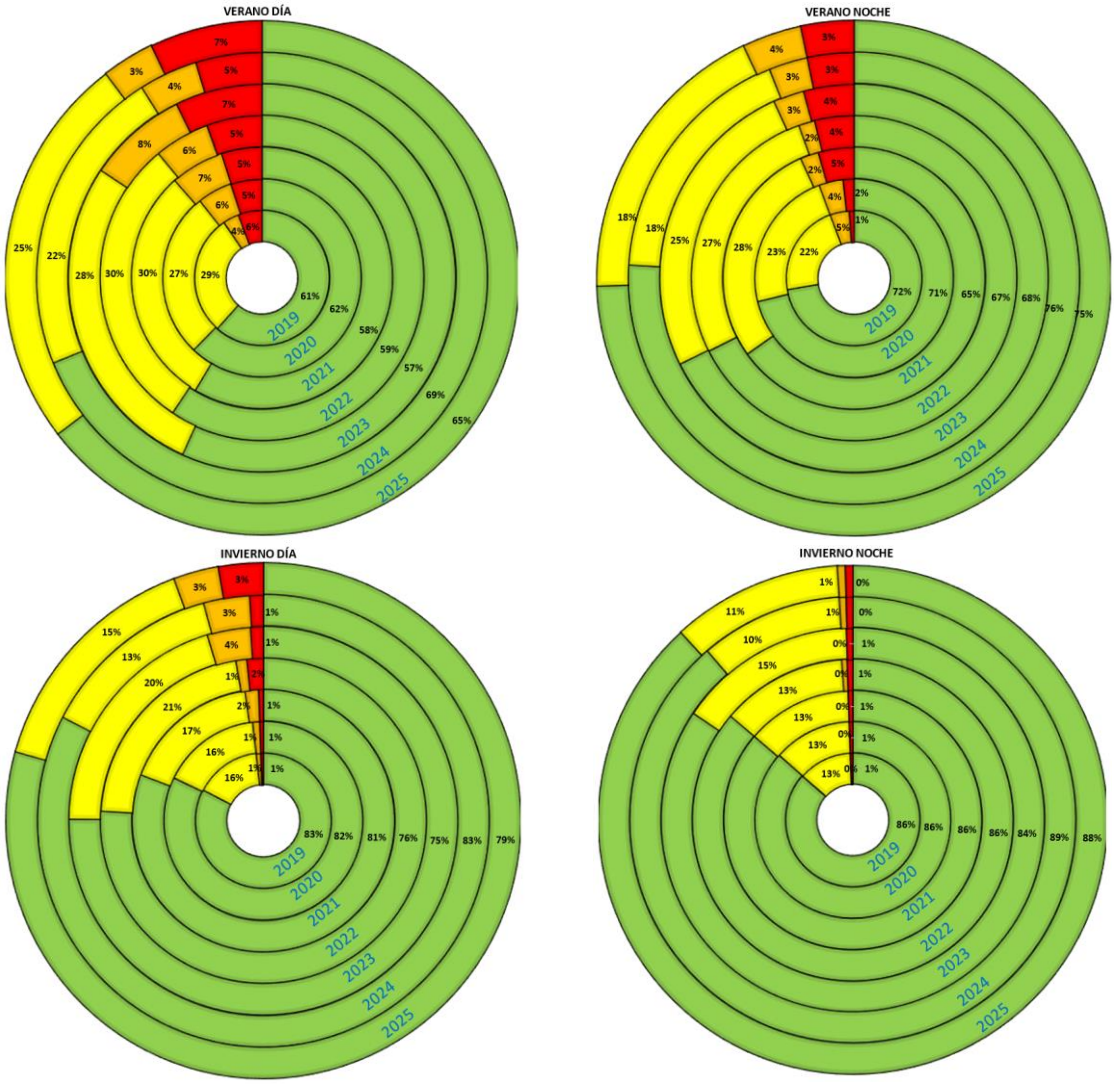


Figura 5.91. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

La figura 5.91 refleja que el escenario de verano día posee el mayor porcentaje de líneas con sobrecarga dado el alto consumo estival de la zona sumado a la influencia de la temperatura en la capacidad de transmisión de estas instalaciones. En concordancia con lo anterior, la tabla 5-73 presenta las líneas de transmisión que poseen niveles de cargabilidad por sobre el 100% en alguno de los escenarios y años analizados entre 2019 y 2025.

Tabla 5-73. Líneas de transmisión sobrecargadas periodo 2019-2025, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
1x33 kV Lajuelas - Santa Elisa	No	No	No	No
1x33 kV Quilmo - Lajuelas	No	No	No	No
1x66 kV Alto Jahuel - Buin	Sí	No	No	No
1x66 kV La Ronda - San Vicente	Sí	Sí	No	No
1x66 kV Las Cabras - El Manzano	No	Sí	No	No
1x66 kV Lihueimo - Marchigue	Sí	No	No	No
1x66 kV Lirios - Chumaquito	Sí	Sí	No	No
1x66 kV Malloa - San Vicente de Tagua Tagua	Sí	Sí	No	No
1x66 kV Molina - Curico L1	No	No	Sí	No
1x66 kV Molina - Curico L2	Sí	No	Sí	No
1x66 kV Monterrico - Cocharcas	Sí	Sí	No	No
1x66 kV Nueva Aldea - Santa Elvira	Sí	Sí	Sí	Sí
1x66 kV Paine - I. Maipo	Sí	No	No	No
1x66 kV Parronales - Mataquito	Sí	No	No	No
1x66 kV Rancagua - Tap El Teniente	Sí	Sí	Sí	No
1x66 kV Santa Clara - Los Tilos	Sí	Sí	No	No
1x66 kV Santa Elvira - Tap El Nevado	Sí	No	No	No
1x66 kV Talca - Piduco	Sí	No	Sí	No
1x66 kV Tap El Teniente - Tap Lirios	Sí	No	No	No
1x66 kV Tap Linares Norte - Linares	Sí	No	No	No
1x66 kV Tap Panguilemo - Tap Los Maquis	Sí	No	No	No
1x66 kV Tap Tres Esquinas - Tres Esquinas	Sí	Sí	No	No
1x66 kV Tap Villa Prat - Itahue	Sí	No	No	No
1x66 kV Villa Prat - Parronales	Sí	No	No	No
1x33 kV Lajuelas - Santa Elisa	Sí	No	No	No
1x33 kV Quilmo - Lajuelas	Sí	Sí	Sí	No

Adicionalmente, la tabla 5-74 presenta el total de las líneas que presentan sobrecarga en el análisis realizado que poseen obras que permiten aliviar esta condición.

Tabla 5-74. Líneas de transmisión sobrecargadas periodo 2019-2025 que se alivian ante obra nueva, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Instalación Sobrecargada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
1x66 kV La Ronda - San Vicente	Línea 1x66 kV Esperanza - El Manzano
1x66 kV Malloa - San Vicente de Tagua Tagua	Línea 1x66 kV Esperanza - El Manzano
1x66 kV Monterrico - Cocharcas	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Monterrico - Cocharcas
1x66 kV Paine - I. Maipo	Línea 1x66 kV Fátima – Isla de Maipo
1x66 kV Tap Linares Norte - Linares	Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Cauquenes 2x66
1x66 kV Tap Villa Prat - Itahue	Línea 2x220 kV Itahue – Mataquito

Las simulaciones realizadas en el horizonte de análisis indican que la inyección de energía en las redes zonales a través de las obras nuevas que incluyen transformadores 220/66 kV (tales como la nueva S/E Mataquito) y en general las nuevas obras de transformación y líneas de transmisión, permiten mejorar la regulación de tensión en subestaciones tales como:

- S/E Buin 15 kV.
- S/E Curico 13,2 kV.
- S/E El Monte 13,8 kV.
- S/E El Manzano 15 kV.
- S/E Fátima 15 kV.
- S/E Hospital 15 kV.

- S/E Hualte 13,8 kV.
- S/E Isla de Maipo 23 kV.
- S/E Las Cabras 15 kV.
- S/E La vega 23 kV.
- S/E Parronal 13,8 kV.
- S/E Placilla 13,2 kV.
- S/E Quinta 13,8 kV.
- S/E Ranguili 66 kV, S/E Hualañe 66 kV y S/E Licantén 66 kV, ante ausencia de generación local a través de la central Licantén.
- S/E San Vicente de Tagua Tagua 15 kV.
- S/E Villa Prat 66 kV.

Sin perjuicio de las mejoras anteriores, existen instalaciones que aún con todas las obras consideradas en el horizonte de evaluación, se estima posean problemas de regulación de tensión. Estas instalaciones son individualizadas en la tabla 5-75.

Tabla 5-75. Instalaciones de transmisión con problemas de tensión al final del horizonte analizado, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Instalaciones con regulación de tensión al final del horizonte de análisis
S/E Parral 154 kV
S/E Monterrico 154 kV
S/E Cocharcas 15 kV
S/E La Palma 15 kV
S/E Paniahue 13,2 kV
S/E Quirihue 23 kV
S/E Quirihue 33 kV
S/E San Carlos 13,8 kV

5.5.7 IMPACTO LOCAL DEBIDO AL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN HORIZONTE 2019 - 2025

No se aprecia impacto local debido al primer tren de descarbonización anunciado por el Gobierno de Chile, pues en esta Zona no existen centrales que se retiren.

5.5.8 PROBLEMÁTICAS ACTUALES DE OPERACIÓN

La tabla 5-76, resume las problemáticas operacionales que actualmente existen en la zona estudiada de Alto Jahuel – Charrúa.

Tabla 5-76. Problemáticas actuales de operación, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Instalación	Problemática
S/E Rancagua	La capacidad de la barra de 66 kV de S/E Rancagua asociada al transformador Nº1 154/66 kV 75 MVA (reemplazado por incendio), limita la capacidad de transferencia por dicho equipo (protección ajustada a 67,2 MVA en 66 kV).
Línea 4x500 kV Ancoa - Alto Jahuel	Realización de maniobra frecuente de apertura de los reactores de 500 kV de SS/EE Polpaico y Alto Jahuel, dada la necesidad constante de subir los niveles de tensión en la zona en demandas con un alto requerimiento de reactivos.
	Realización de maniobra frecuente de apertura de uno o dos de sus circuitos para controlar las tensiones en la zona en demandas bajas de madrugada o fines de semana

Instalación	Problemática
S/E Itahue	Si bien se puso en servicio el transformador 220/154 kV de 300 MVA, en S/E Maule (proyecto Apoyo Maule para dar apoyo en el enlace de 154 kV Itahue – Charrúa), queda en evidencia la limitación impuesta por la línea 154 kV Itahue – Maule, la cual solo posee 142 MVA de capacidad, imponiendo restricciones ante contingencia del transformador en S/E Maule.
	En escenarios de alta demanda y/o baja generación de las centrales que inyectan en la zona, su desconexión intempestiva deja al transformador 220/154 kV, 300 MVA, de S/E Alto Jahuel con sobrecarga, lo que puede provocar su desconexión, comprometiendo el suministro del sistema de 154 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Linares.
	Existen restricciones en la capacidad de transformación de 154 kV a 66 kV, especialmente frente a la desconexión intempestiva de los transformadores Nº1 154/66 kV, 75 MVA y Nº5 154/66 kV, 56 MVA o de la sección de barra de 154 kV de donde se conectan, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 66 kV de la S/E Itahue.
	Banco de CCEE de 13,8 kV inutilizable desde que ocurrió el reemplazo del transformador Nº1 154/66 kV, 75 MVA, cuyo terciario es de 14,8 kV.
Sistema de 154 kV entre SS/EE Alto Jahuel y Charrúa	Existen dificultades para el control de tensión por falta de reactivos, en temporada estival.
S/E Ancoa	Actualmente, las líneas 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos presentan las siguientes problemáticas: • TT/CC en extremo de S/E Ancoa con razón de 1.600/1 A. Lo anterior, no está acorde a la capacidad térmica del circuito 1 de la línea mencionada, equivalente a 2.170 MVA, que a 500 kV corresponde a 2,5 kA. Tampoco está acorde al circuito 2, con una capacidad de 2.364 MVA, que a 500 kV corresponde a 2,7 kA. • Desde la perspectiva de transferencias máximas desde S/E Ancoa al Norte a través de las líneas en 500 kV, existen restricciones operativas tanto por regulación de tensión como por transformadores de poder en la redistribución de flujos post-contingencia.
S/E Charrúa	Actualmente, las líneas 2x500 kV Charrúa – Entre Ríos presenta las siguientes problemáticas: • TT/CC en extremo de S/E Charrúa con razón de 1.600/1 A. Lo anterior, no está acorde a la capacidad térmica del circuito 1 de la línea mencionada, equivalente a 2.170 MVA, que a 500 kV corresponde a 2,5 kA. Tampoco está acorde al circuito 2, con una capacidad de 2.364 MVA, que a 500 kV corresponde a 2,7 kA. • Desde la perspectiva de transferencias máximas desde S/E Charrúa a S/E Ancoa y las transferencias hacia al Norte a través de las líneas de 500 kV, existen restricciones operativas tanto por regulación de tensión como por transformadores de poder en la redistribución de flujos post-contingencia.
	Los paños de las líneas 220 kV Charrúa - Concepción, Charrúa - Lagunillas y del transformador Nº1 220/154 kV están conectados a la misma sección de la barra. La desconexión intempestiva de esta sección de barra provoca la desconexión por sobrecarga de la línea 154 kV Hualpén - San Vicente, comprometiendo el suministro entre las SS/EE Parral y Collipulli.
	Existe un aumento de los niveles de cortocircuito en la S/E Charrúa 66 kV, al operar los transformadores Nº2 y Nº7 154/66 kV en paralelo. La capacidad de ruptura de interruptores está sobrepasada en ciertos interruptores de 220 kV.
Línea 1x66 kV San Javier - Constitución	Limitación de transferencia por esta instalación, al poseer tramos con un conductor de menor capacidad que el resto de la línea.

5.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

5.6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 122.000 km^2. De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es cercana a los 3.700.000 habitantes, lo que corresponde al 21% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 680 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

- Región del Biobío
- Región de la Araucanía
- Región de los Ríos
- Región de los Lagos

La figura 5.92 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Charrúa - Chiloé.

Las principales obras de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la figura 5.93, las que a su vez son individualizadas en la tabla 5-77. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que actualmente se encuentran en operación, como de aquellas que se encuentran en construcción o ya han sido definidas mediante Decretos del Ministerio de Energía. A modo general, se puede indicar que estas instalaciones suman aproximadamente 1516 km de extensión, las que solo son alimentadas en tensión de 220 kV, pese a que parte de estas líneas en un futuro contemplen estándar de 500 kV.

En lo que respecta al sistema zonal inmerso en el área de análisis, está compuesto por un total de 227 líneas de transmisión zonales, cuya extensión alcanza cerca de 2.337 km con niveles de tensión de 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV, donde las líneas de 66 kV representan al 77% de los kilómetros de líneas de transmisión zonal (1707 km mediante 168 líneas). Se debe destacar que las líneas de transmisión de 66 kV del sistema comprendido en la región del Biobío son abastecidas tanto por líneas de 220 kV como de 154 kV, mientras que hacia el sur estas líneas son abastecidas solamente desde instalaciones de 220 kV. Las líneas de 66 kV son las encargadas de transportar la energía desde los puntos de inyección a los puntos de retiro, los cuales normalmente operan de forma radial o se enmallan en distancias cortas a pesar de que el sistema se encuentra unido desde Charrúa hasta Puerto Montt mediante líneas de 66 kV.

Figura 5.92. Mapa geográfico de la zona de estudio, Zona Charrúa – Chiloé.

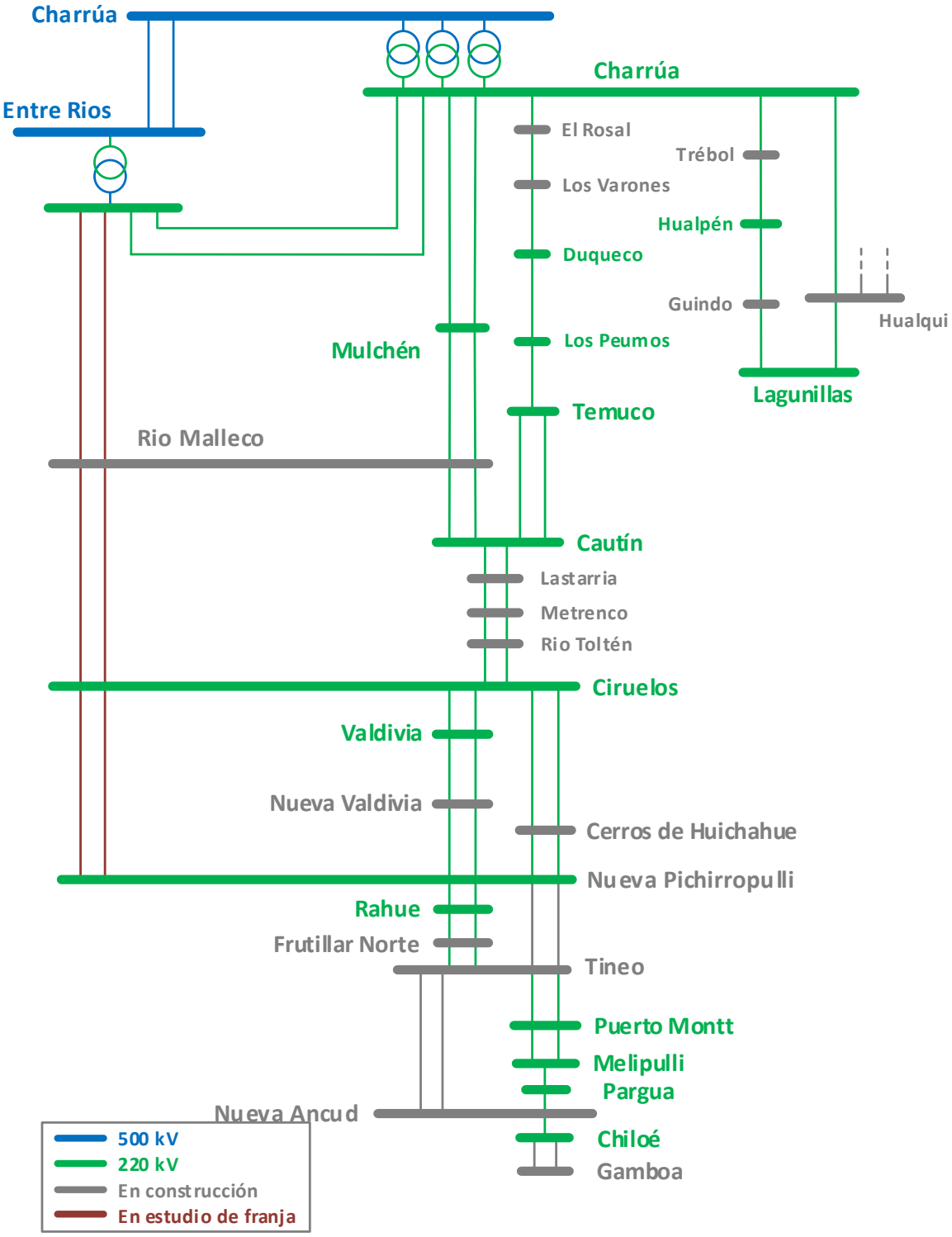


Figura 5.93. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Charrúa – Chiloé.

Tabla 5-77. Sistema de Transmisión Nacional Zona Charrúa – Chiloé.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Charrúa – El Rosal	220	1	267	Existente
L. El Rosal – Duqueco	220	1	267	Existente
L. Duqueco – Los Peumos	220	1	267	Existente
L. Los Peumos – Temuco	220	1	267	Existente
L. Charrúa - Mulchén	220	2	580	Existente
L. Mulchén – Cautín	220	2	580	Existente
L. Cautín – Temuco	220	2	193	Existente
L. Cautín – Ciruelos	220	2	193/145	Existente
L. Ciruelos – Valdivia	220	2	193/145	Existente
L. Valdivia – Pichirropulli	220	2	193/145	Existente
L. Pichirropulli – Rahue	220	2	193/145	Existente
L. Rahue – Puerto Montt	220	2	193/145	Existente
L. Puerto Montt – Melipulli	220	2	188	Existente
L. Melipulli - Chiloé	220	1	102	Existente
L. Ciruelos – Pichirropulli	220	2	290	Existente
L. Pichirropulli - Tineo	500 (@220)	2	1.500	Jul-21
L. Tineo – Nueva Ancud	500 (@220)	2	1.500	Jul-24
Nueva S/E El Rosal	220	-	-	Nov-19
Nueva S/E Los Varones	220	-	-	Sep-20
Nueva S/E Río Malleco	220	-	-	Jul-20
Nueva S/E Río Toltén	220	-	-	Nov-20
Nueva S/E Metrenco	220	-	-	Sep-20
Nueva S/E Lastarria	220	-	-	Sep-20
Nueva S/E Tineo (Nueva P. Montt)	220	-	-	Sep-20
Nueva S/E Nueva Valdivia	220	-	-	Sep-20
Nueva S/E Cerros de Huichahue	220	-	-	Sep-20
Nueva S/E Frutillar Norte	220	-	-	Sep-20
Nueva S/E Llanquihue	220	-	-	Mar-20

En la figura 5.94 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio.

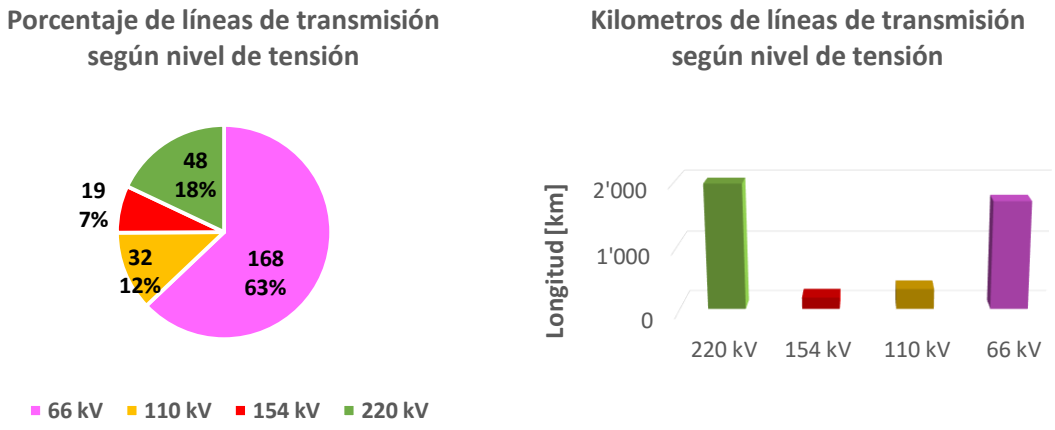


Figura 5.94. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Charrúa – Chiloé.

S

En la figura 5.94, se aprecia el predominio de las líneas de 66 kV empleadas para abastecer las subestaciones primarias de distribución en la zona, las cuales se presentan de forma relevante en todo el sistema, a excepción de la zona sur desde Puerto Montt hasta Chiloé, donde dichas subestaciones son abastecidas a través de instalaciones de 110 kV.

La zona bajo análisis cuenta con un total de 43 transformadores de tres devanados, los cuales cuentan con niveles de tensión en los lados de alta tensión de 220/154 kV, 220/110 kV, 220/66 kV y 154/66 kV. Las instalaciones de 154 kV son empleadas en la Región del Biobío mientras que la zona sur desde Los Ángeles es abastecida desde instalaciones de 220 kV que pertenecen al Sistema de Transmisión Nacional.

En la figura 5.95 se presenta la cantidad de transformadores existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

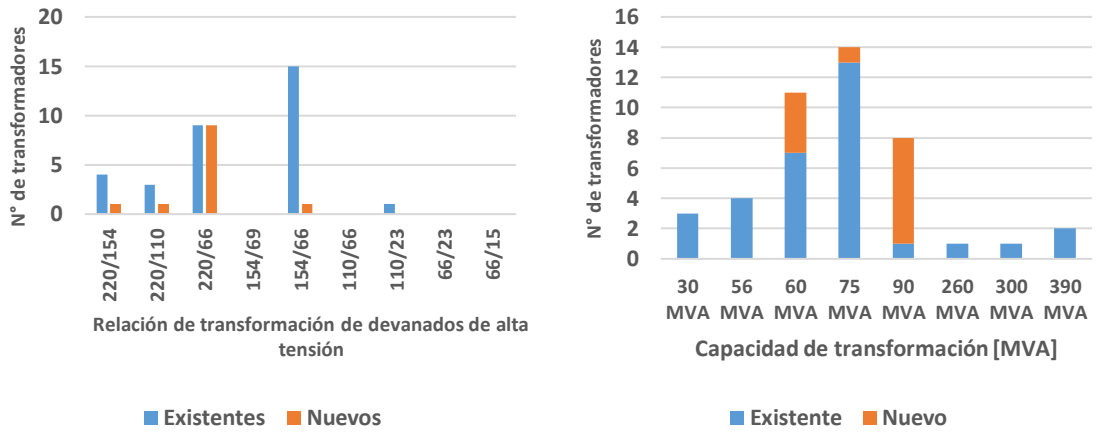


Figura 5.95. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, Zona Charrúa – Chiloé.

De la figura 5.95 se observa que los transformadores nuevos poseen una razón de transformación 220/66 kV, donde el 67% de ellos se encuentra ubicado en la zona comprendida entre Temuco y Puerto Montt, lo que evidencia las debilidades del sistema de la zona ya que todos ellos ingresan por motivos de suficiencia. Adicionalmente, existen nuevos proyectos en la zona de Concepción, El Trébol y El Guindo, los cuales son estrictamente necesarios para asegurar el abastecimiento de la zona en el futuro.

En general, la potencia de transformación predomina entre 60 y 90 MVA, dado que estos transformadores son empleados para conectar el sistema con las líneas que abastecen las subestaciones primarias de distribución.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 145 transformadores de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 2,4 MVA hasta 60 MVA. Durante los

próximos años se añaden al sistema 15 transformadores y, 11 de los transformadores existentes, son reemplazados por un transformador de mayor capacidad. La figura 5.96 muestra la cantidad de transformadores 2D según su capacidad.

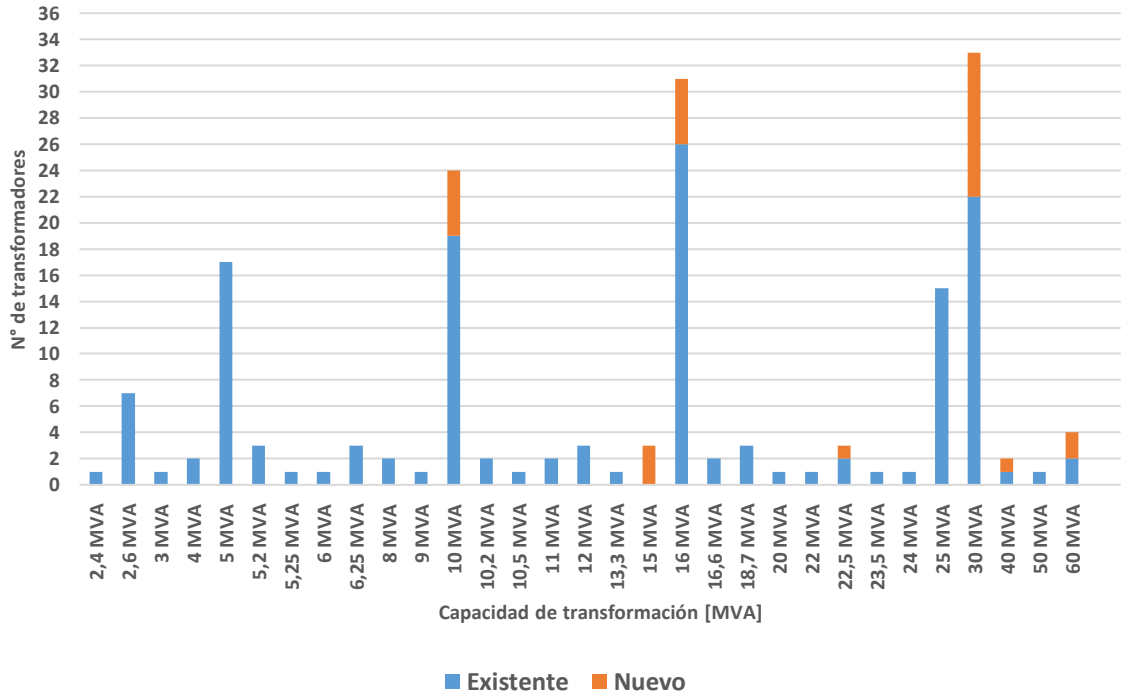


Figura 5.96. Cantidad de transformadores 2D según capacidad de transformación en MVA, Zona Charrúa – Chiloé.

De la imagen anterior se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 5, 10, 16, 25 y 30 MVA, y que estos módulos siguen siendo empleados para desarrollar nuevos proyectos.

5.6.2 ANTECEDENTES PARA EL DIAGNÓSTICO

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según zona geográfica; por lo tanto, se emplean las siete zonas presentadas en la tabla 5-78.

Tabla 5-78. Temperaturas empleadas por zona, Zona Charrúa – Chiloé.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Concepción	30 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Los Ángeles	40 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Temuco	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Valdivia	35 °C	25 °C	15 °C	15 °C
Osorno	35 °C	25 °C	15 °C	15 °C
P. Montt	25 °C	20 °C	15 °C	15 °C
Chiloé	30 °C	20 °C	15 °C	15 °C

Al analizar las temperaturas, se detectan 7 zonas que presentan comportamientos de temperatura distintos. Estas zonas presentan una conducta bastante similar en los periodos de invierno; no

obstante, en los periodos de verano se aprecia una diferencia importante entre las zonas de la costa y las del interior.

Las obras de expansión indicadas en los Decretos Exentos N°418 del 2017, N°293 del 2018 y N°4, N°198 y N°231 del 2019, todos del Ministerio de Energía, han sido modeladas para realizar el análisis de esta zona y son individualizadas de la tabla 5-79 a la tabla 5-82.

Tabla 5-79. Obras de Ejecución Obligatoria en Construcción Zona Charrúa - Chiloé (DE N° 418)

Obras Zonales de Expansión DE N° 418 2017	Escenario
Nuevo Transformador en S/E Osorno 66/23 kV 30 MVA	Caso Base
Nueva S/E Cunco 110/23 kV 16 MVA	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Frutillar	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Pillanlelbún	Caso Base
Nueva S/E Santa Bárbara 66/13,2 kV 5 MVA	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Curanilahue	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Angol	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Lebú	Caso Base
Nueva S/E Deuco 66/13,2 kV 16 MVA	Caso Base
Nueva S/E Curanilahue Norte 66 kV y Nueva Línea 1x66 Horcones – Tres Pinos	Caso Base
Nueva S/E Chirre 110/23 kV 16 MVA	Verano 2019
Nueva S/E Río Negro 66/23 kV 10 MVA	Verano 2019
Nueva S/E Llollelhue 220/66 kV 2x90 MVA	Invierno 2019
Nueva S/E Pargua 110/23 kV 30 MVA	Invierno 2019
Nueva S/E Pargua 220/110 kV 60 MVA	Invierno 2019
Nueva S/E Sangra 66/23 kV 30 MVA	Invierno 2019
Proyecto Chiloé - Gamboa	Verano 2020
Nuevo Transformador en S/E Puerto Montt 220/23 kV 60 MVA	Verano 2020
Nueva S/E Llanquihue 220 kV	Verano 2020
Proyecto La Misión	Invierno 2020
Nueva Línea 2x66 kV Llollelhue – La Unión	Invierno 2020

Tabla 5-80. Obras de Ejecución Obligatoria Zona Charrúa - Chiloé (DE N° 418)

Obras Zonales de Expansión DE N° 418 2017	Escenario
Ampliación en S/E Curacautín	Invierno 2019
Ampliación en S/E El Avellano	Invierno 2019
Ampliación en S/E Collipulli	Invierno 2019

Obras Zonales de Expansión DE N° 418 2017	Escenario
Ampliación en S/E Lautaro	Invierno 2019
Ampliación en S/E Ejército	Invierno 2019
Aumento de Capacidad en S/E San Pedro	Verano 2020
Ampliación en S/E Mahns	Verano 2020
Ampliación en S/E Pitrufquén	Verano 2020
Ampliación en S/E Padre las Casas	Verano 2020
Nueva S/E Los Varones	Invierno 2020
Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano	Invierno 2020
Nueva S/E Enlace Imperial 66/23 kV	Verano 2021
Línea 2x66 kV Nueva Metrenco – Enlace Imperial	Verano 2021
Ampliación en S/E Nueva Valdivia	Verano 2021
Nueva S/E Lastarria 220/66 kV	Verano 2021
S/E Nueva Metrenco 220/66 kV	Verano 2021
Nueva S/E Trébol 220/66 kV	Verano 2021
Nueva S/E Guindo 220/66 kV	Verano 2021
Nueva Línea 2x66 kV Trébol – Ejército	Invierno 2021
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte, Tendido del Primer Circuito	Invierno 2021
Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi Energizada en 110 kV, Tendido del Primer Circuito	Invierno 2023

Tabla 5-81. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, Zona Charrúa – Chiloé.

Obras Zonales de Expansión DE N°293 2018	Escenario
Ampliación en S/E Chivilcán	Invierno 2020
Ampliación en S/E Lautaro	Verano 2021
Nuevo Transformador en S/E Los Ángeles	Verano 2021
Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Coronel – Horones Segmento Tap Lota – Horcones	Invierno 2021
Ampliación en S/E Celulosa Laja	Invierno 2022
Ampliación en S/E Laja	Invierno 2022
Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	Invierno 2022

Tabla 5-82. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018, Zona Charrúa – Chiloé.

Obras Zonales de Expansión DE N°293 2018	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Ilque	Verano 2023
Ampliación en S/E Pumahue	Verano 2023
Ampliación en S/E Gorbea	Verano 2023
Ampliación en S/E Los Varones	Verano 2023

Obras Zonales de Expansión DE N°293 2018	Escenario
Aumento de capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	Verano 2023
Ampliación en S/E Escuadrón	Verano 2023
Ampliación en S/E Victoria	Verano 2023
Ampliación en S/E Picarte	Verano 2023

Adicionalmente, se modela la obra de expansión Nuevo Transformador en S/E El Empalme la cual es presentada vía artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos y autorizada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 225 del 2018, según se indica en la tabla 5-83.

Tabla 5-83. Obras Autorizadas vía artículo 102°, Zona Charrúa – Chiloé.

Obras Zonales de Expansión por Artículo 102°	Escenario
Ampliación en S/E El Empalme	Invierno 2020

Se han obtenido las demandas máximas coincidentes para 10 subzonas, cuyas fechas son detalladas en la tabla 5-84, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de potencia en la zona, con las cuales se desarrolla el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-84. Fechas de demanda máxima coincidente, Zona Charrúa – Chiloé.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Concepción	17-10-2018 11:00	21-03-2018 20:00	05-06-2018 12:00	14-06-2018 20:00
Cabrero	19-01-2018 15:00	17-02-2018 21:00	24-08-2018 12:00	03-07-2018 19:00
Enlace	13-11-2018 11:00	30-11-2018 22:00	26-09-2018 11:00	26-09-2018 23:00
Los Ángeles – Collipulli	19-12-2018 15:00	06-12-2018 19:00	07-09-2018 10:00	08-09-2018 20:00
Los Peumos	13-02-2018 15:00	13-02-2018 22:00	28-06-2018 11:00	11-06-2018 19:00
Lautaro - Pullinque	02-10-2018 11:00	17-10-2018 21:00	14-06-2018 11:00	13-06-2018 19:00
Pullinque – Puerto Varas	16-02-2018 15:00	16-02-2018 21:00	25-06-2018 17:00	14-06-2018 19:00
Melipulli	01-10-2018 15:00	10-10-2018 22:00	22-08-2018 13:00	14-06-2018 19:00
Puerto Montt 110 kV	13-12-2018 15:00	29-11-2018 23:00	28-06-2018 13:00	31-05-2018 23:00
Chiloé	07-03-2018 15:00	17-01-2018 22:00	10-07-2018 15:00	16-06-2018 19:00

5.6.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

De la figura 5.97 a la figura 5.104 presentan los resultados de utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a la zona Charrúa - Chiloé. La totalidad de los resultados se encuentran disponibles en el Apéndice III – Uso esperado del Sistema de Transmisión Nacional, para los distintos de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional en las simulaciones consideradas.

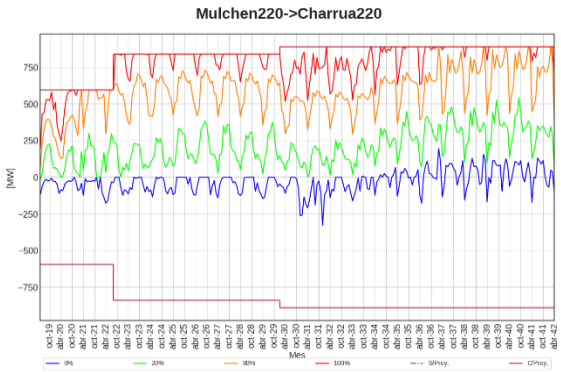


Figura 5.97. Utilización esperada línea 2x220 kV Mulchén – Charrúa.

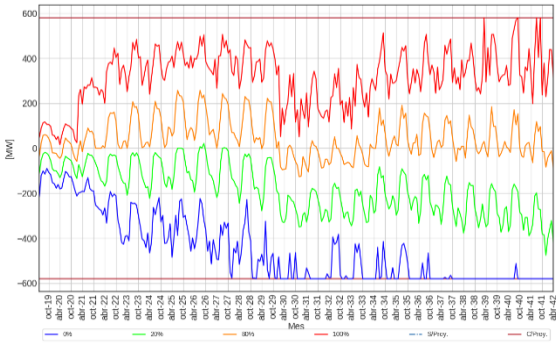


Figura 5.98. Utilización esperada tramo 1x220 kV Río Malleco – Mulchén.

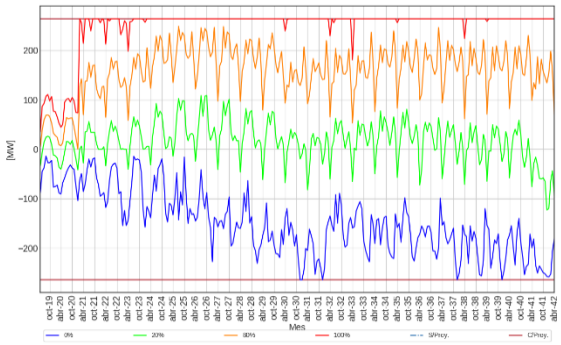


Figura 5.99. Utilización esperada línea 1x220 kV El Rosal – Charrúa.

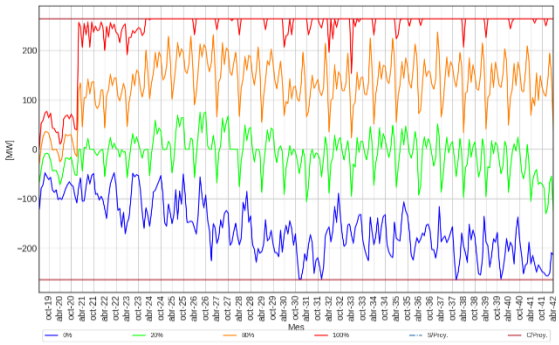


Figura 5.100. Utilización esperada línea 1x220 kV Los Varones – El Rosal.

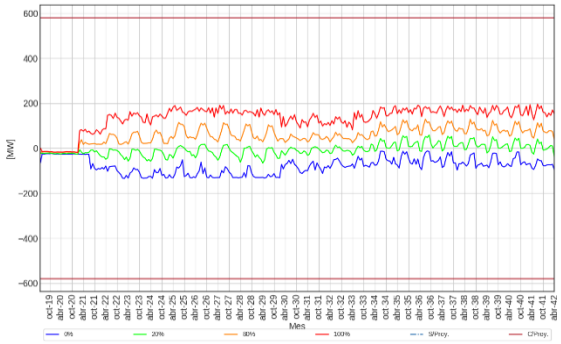


Figura 5.101. Utilización esperada línea 1x220 kV Cerros de Huichahue – Ciruelos.

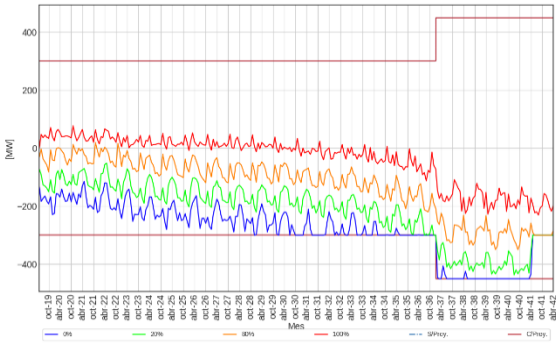


Figura 5.102. Utilización esperada transformación Charrúa 500/220 kV.

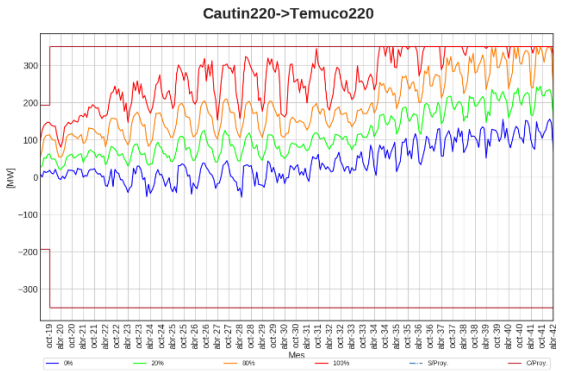


Figura 5.103. Utilización esperada línea 1x220 kV Cautín - Temuco.

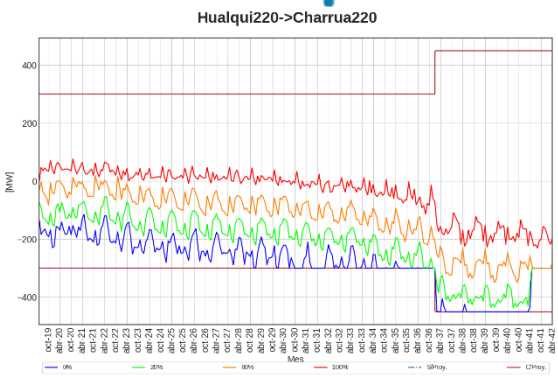


Figura 5.104. Utilización esperada línea 1x220 kV Hualquí - Charrúa.

5.6.3.1 Comentarios

- Se prevé una probabilidad de congestión en el período 2022 – 2028 para la línea 2x220 kV Mulchén – Charrúa, motivada principalmente en condiciones de hidrología húmeda y alta penetración eólica. Esta congestión disminuye con el ingreso de la nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli estimada para el año 2030, ambas energizadas en 220 kV, no obstante, el tramo Río Malleco – Mulchén se utiliza cuando ingresa dicha obra.
- Por su parte, las líneas 1x220 kV Los Varones – El Rosal y 1x220 kV El Rosal – Charrúa presentan congestiones durante todo el horizonte de evaluación, producto de los futuros proyectos de generación en la zona, los cuales son principalmente eólicos.
- Se observan congestiones en el periodo de análisis en el tramo comprendido entre las SS/EE Cautín y Temuco, cuya capacidad se ve superada frente a episodios de altas transferencias desde la zona sur; sin embargo, estos episodios de congestión son de baja frecuencia y profundidad.
- Por su parte en el tramo Hualqui – Charrúa 220 kV, se observan congestiones a partir del año 2028 en el sentido desde Charrúa hacia Hualqui; no obstante, estas congestiones son de baja frecuencia y profundidad.
- En el resto de los tramos que continúan hacia el sur de esta zona de análisis, no se advierten dificultades. Lo anterior, se debe en buena medida, a las obras de transmisión en construcción y obras decretadas, las que permiten absorber los aumentos de transferencias proyectados.

Respecto a las simulaciones eléctricas en el horizonte 2025, se advierten las siguientes problemáticas:

- Se estima que para el año 2025 se presenten niveles de tensión por sobre lo establecido en la NTSyCS para Estado Normal, entre las SS/EE Charrúa y Melipulli. Esta situación que se espera principalmente en escenarios de demanda baja y/o en los cuales la generación en la zona sur es baja. Adicionalmente, cabe indicar que una vez que entre en servicio la nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, energizada en 220 kV, sometida a Estudio de Franjas en el Decreto Exento N°4 de 2019, los niveles de tensión en las barras comprendidas entre las subestaciones indicadas son superiores, debido a la baja carga que toman dichas líneas para los escenarios mencionados. En este caso también se presenta un atraso de al menos un año en la fecha de entrada en servicio de la nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, dado que el Estudio de Franja de esta línea aún no se ha

iniciado a la fecha de esta propuesta (enero de 2020) y será necesario efectuar análisis de riesgo asociados a su fecha posible de entrada, dada la complejidad de la gestión de negociación con propietarios de los terrenos y la obtención de los permisos ambientales en la zona.

5.6.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

Se diagnostican 161 transformadores AT/MT de los cuales se identifica que para el periodo 2019 existen 4 transformadores sobrecargados y 14 de ellos con un nivel de cargabilidad entre el 85 y el 100%, mientras que el resto se encuentra bajo el 85% de su capacidad. En la figura 5.105 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2019 (círculo interior) hasta el año 2025 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

De la figura 5.105 se aprecia que al año 2019 el 3% de los transformadores presentan episodios en los cuales se sobrecargan por sobre el 100% de su capacidad, mientras que un 88% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos no supera el 85% de su capacidad. Por otro lado, se observa un aumento constante en la cantidad de transformadores que se sobrecargan al paso de los años, a pesar de que se tienen en cuenta los futuros proyectos que permiten descongestionar distintas instalaciones de transformación. Si bien, la figura 5.105 evidencia la necesidad de desarrollar un número aproximado de 30 transformadores, la necesidad de cada uno de ellos se debe evaluar en detalle, ya que existen proyectos de instalación de nuevos transformadores de poder, reemplazos de ellos en la misma subestación por otro de mayor capacidad o bien en subestaciones aledañas a estos con una cargabilidad menor al 70% de su capacidad, por lo que se estima conveniente que la empresa realice traspasos de carga u obras menores pertinentes para distribuir eficientemente la demanda entre sus unidades de transformación.

Conforme al aumento de demanda proyectada, se estima que para el año 2024, un 11% del total de los transformadores presente una cargabilidad por sobre el 100%, los cuales son presentados en la tabla 5-85. Adicionalmente, la tabla 5-86 enlista aquellos transformadores con sobrecarga con solución por obra decretada, ampliación o estrategia de redistribución de cargas.

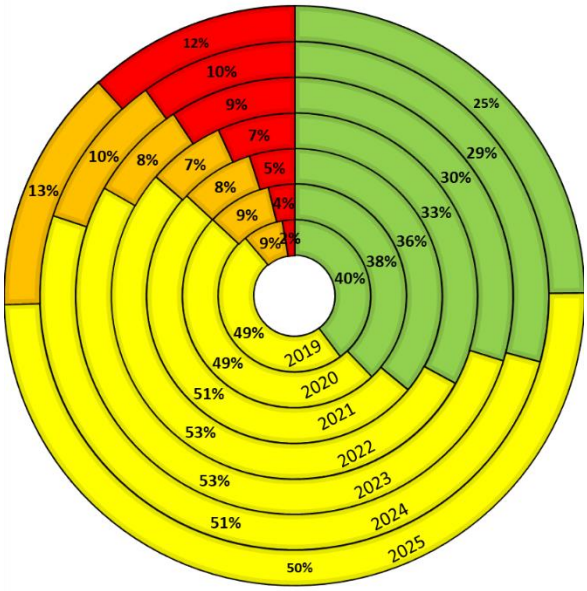


Figura 5.105. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Charrúa – Chiloé.

Tabla 5-85. Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025, Zona Charrúa – Chiloé.

Trasformador
ALTO BONITO 110/23 kV 30 MVA
CHIGUAYANTE 66/24-15 kV 18.7 MVA 1 y 2
PENCO 66/24-14.4 kV 10 MVA
PILLANLELBUN 66/24-13,8 kV 5 MVA_2
TRAIGUEN 66/13,2 kV 2.6 MVA 1, 2 y 3

Tabla 5-86. Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025 solucionables, Zona Charrúa – Chiloé.

Trasformador
CORONEL 66/15 kV 9 MVA 7
LA UNION 66/23 kV 10 MVA 5
LONCOCHE 66/13,8 kV 5 MVA 1
LONCOCHE 66/24 kV 10 MVA 1
PUCHOCO 66/15 kV 11 MVA 1
SAN PEDRO 66/15 kV 13.3 MVA
TEMUCO 66/13,8 kV 6.25 MVA

Un total de 8 transformadores AT/MT se encuentran en estado crítico al año 2025, mientras que 7 se encuentran en estado crítico, pero se estima que es posible tomar medidas operativas para que no ocurra dicha situación.

En la tabla 5-87 y tabla 5-88 se muestran respectivamente el listado de transformadores que presentan una cargabilidad superior al 85% sin solución y con solución en el periodo de análisis 2019-2025. En total se estima que 18 transformadores presentan un nivel de cargabilidad entre el 85% y 100% de su capacidad; sin embargo, se estima que para 11 de ellos es factible realizar medidas operacionales con el objetivo de que la demanda sea abastecida en conjunto a otras unidades de transformación.

Tabla 5-87. Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025, Zona Charrúa – Chiloé.

Trasformador
ANCUD 115/69/24/13,8 kV 16MVA 1
CASTRO 115/24 kV 16MVA
CANETE 69/24 kV 16MVA
LIRQUEN 66/15KV 18.7MVA
LOS LAGOS 66/13,8 kV 11-16MVA CTBC
PID-PID 115/69/24/13,8 kV 16MVA 1
PILLANLELBUN 66/15KV 5 MVA_1

Tabla 5-88. Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025 solucionables, Zona Charrúa – Chiloé.

Trasformador
ANDALIEN 66/15KV 25 MVA T1 y T2
CABRERO 69/24 kV 16MVA
CARAMPANGUE 66/23 kV 10 MVA
COLO COLO 66/15KV 30 MVA 1 y 2
CURANILAHUE 66/24-13,8 kV 10 MVA 2
MANSO DE VELASCO 66/15KV 22.5 MVA
PICHIRROPULLI 69/24 10 MVA
PUERTO VARAS 66/24/13,8 kV 10 MVA 1
PURRANQUE 66/24-13,8 kV 5 MVA 2
TALCAHUANO 154/15KV 18.7MVA 3
TALCAHUANO 66/15KV 22.5 MVA 5

Finalmente, la tabla 5-89 presenta las instalaciones que se encuentran con sobrecarga; sin embargo, esta situación es resuelta a través de nuevos proyectos.

Tabla 5-89. Instalaciones con sobrecarga en el corto plazo que cuentan con una solución, Zona Charrúa – Chiloé.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
EL AVELLANO 66/23-13,2KV 10 MVA 2	Ampliación en S/E El Avellano
GORBEA 66/13,8 kV 6.25 MVA 1	Ampliación en S/E Gorbea
LAUTARO 66/13,2KV 10 MVA 1	Ampliación en S/E Lautaro
MAHNS 66/14.8KV 6.25 MVA	Ampliación en S/E Mahns
VICTORIA 66/15KV 6MVA	Ampliación en S/E Victoria
CHIVILCAN 66/15KV 30 MVA 1	Ampliación en S/E Chivilcán
COLACO 69/24/13,8 kV 16MVA 1	Nueva S/E Pargua 110/23 kV 30 MVA
IMPERIAL 66/24 kV 16MVA CTBC	Nueva S/E Enlace Imperial 66/23 kV
PUMAHUE 69/15KV 25 MVA 1	Ampliación en S/E Pumahue

5.6.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 43 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios de análisis. En la figura 5.106 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2019 (círculos interiores) hasta el 2025 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

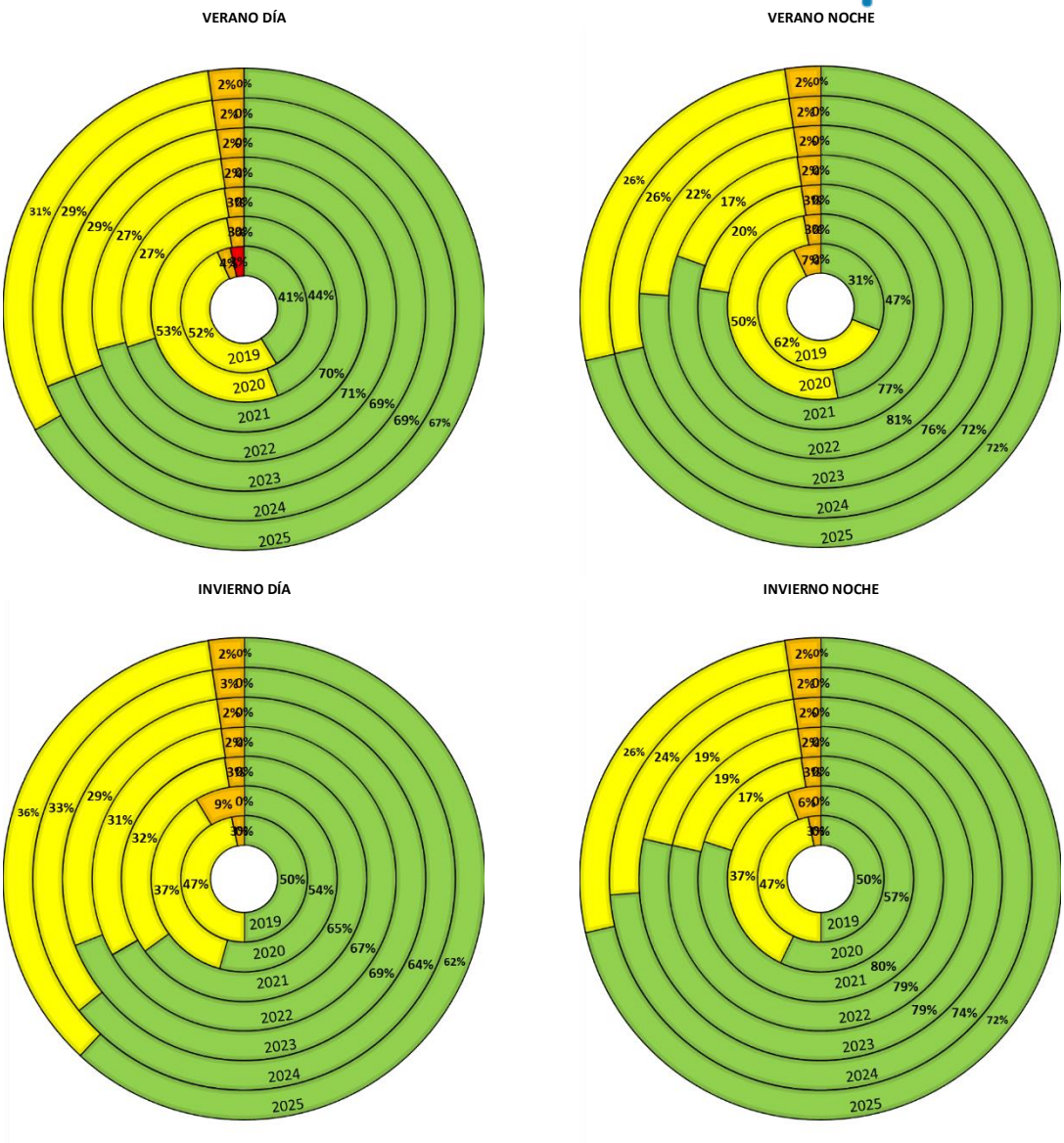


Figura 5.106. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Charrúa – Chiloé.

En particular, no se evidencian transformadores con problemas de capacidad de transformación en el futuro. Si bien existen unidades que se cargan por sobre el 85% de su capacidad, sus problemáticas son resueltas en el corto plazo a través de obras decretadas en el DE N°418 de 2017. El transformador 220/110 kV 60 MVA de S/E Melipulli es el que presenta mayores problemas de sobrecarga en el corto plazo, presentándose dicha situación en 3 de 4 escenarios analizados. Esta unidad se emplea para abastecer radialmente, desde la línea de 1x110 kV Melipulli – Alto Bonito, los consumos que se ubican entre las SS/EE Alto Bonito y Colaco; sin embargo, cuando entra en operación el proyecto Pargua, esta complicación desaparece ya que esta obra considera un punto de apoyo al sistema de 110 kV desde la S/E Colaco.

Finalmente, en la tabla 5-90 se presentan las instalaciones que se encuentran sobrecargadas; sin embargo, las sobrecargas son resueltas a través de nuevos proyectos.

Tabla 5-90. Instalaciones sobrecargadas en el corto plazo que cuentan con una solución, Zona Charrúa – Chiloé.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
Melipulli 220/110 kV_60MVA (T11)	Nueva S/E Pargua 220/110 kV 60 MVA

5.6.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 207 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas líneas de la zona, siendo estas evaluadas en los cuatro escenarios indicados. La figura 5.107 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2019 (círculo interior) hasta el 2025 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

Se observa que para el periodo de verano día, el sistema es más exigido debido a la influencia de la temperatura en la capacidad de transmisión de estas instalaciones. Adicionalmente, el escenario que presenta mayores niveles de cargabilidad corresponde al de invierno día, periodo en el que, si bien la temperatura es más baja que en el verano, la demanda es superior en aproximadamente 60 MW. Por otro lado, para los escenarios de noche no se observan grandes congestiones ya que, por la ausencia de sol, la capacidad de transmisión es superior.

En particular, se aprecia que las líneas que actualmente presentan problemas de capacidad de transmisión cuentan con una obra de ampliación que soluciona los problemas en el corto plazo; sin embargo, existen líneas de transmisión que presentan niveles de cargabilidad críticos en el periodo bajo análisis.

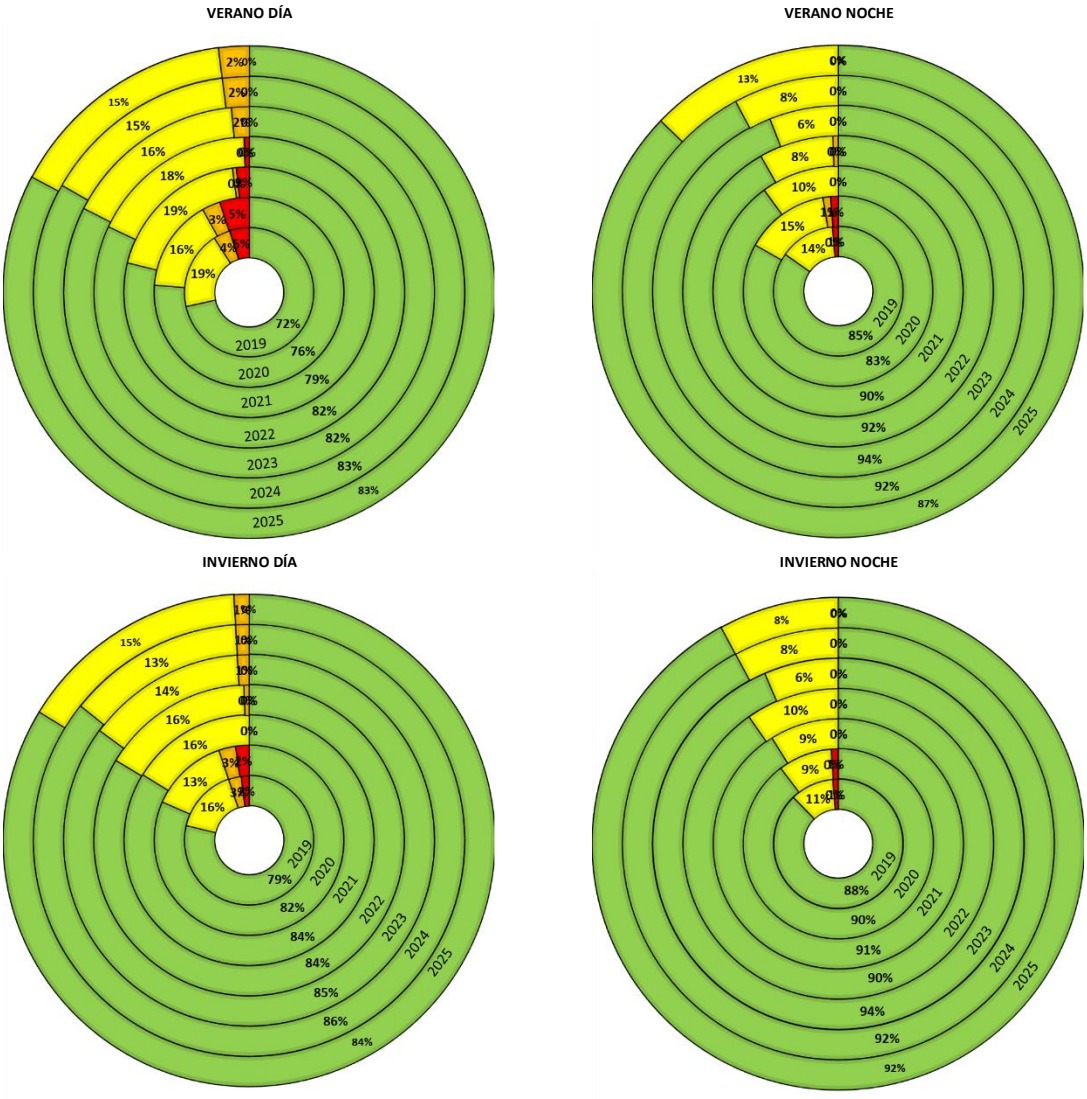


Figura 5.107. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Charrúa – Chiloé.

La tabla 5-91 presenta las líneas de transmisión que presentan niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100% de su capacidad en el periodo de estudio.

Tabla 5-91. Líneas de Transmisión con cargabilidad entre 85%-100% periodo 2019-2025, Zona Charrúa – Chiloé.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
1x66 kV Colo Colo – Ejercito	Si	No	Si	No
1x66 kV Pilauco – Barro Blanco	Si	No	No	No
1x66 kV Temuco – Pumahue C2	Si	No	Si	No
1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo	Si	No	Si	No

En términos de instalaciones, la Subestación Colo Colo es abastecida a través de las líneas 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo y 1x66 kV Ejército – Colo Colo, las cuales tienen una capacidad de 33 y 32 MVA (30°C) respectivamente. Adicionalmente, la Subestación Colo Colo cuenta con dos transformadores de 30 MVA que se encuentran limitados en el mediano plazo, por lo que los tramos indicados solamente se sobrecargan si la S/E Colo Colo es ampliada. A continuación, la figura 5.108 ilustra un diagrama unilineal simplificado de la topología de la zona.

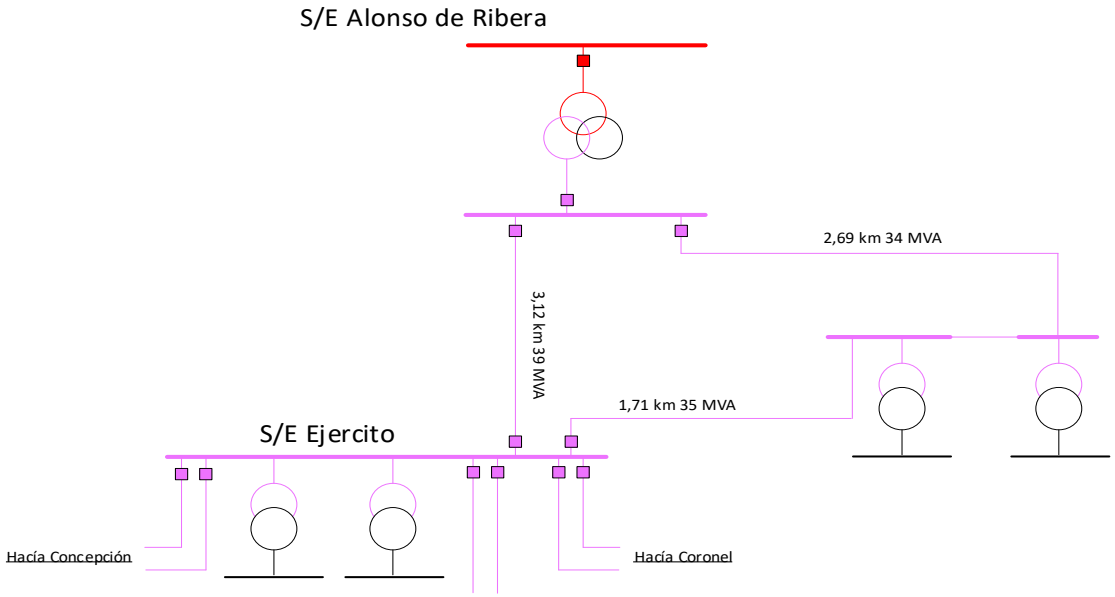


Figura 5.108. Diagrama unilineal simplificado de la zona 66 kV Concepción Centro (año 2021), Zona Charrúa – Chiloé.

Respecto a la línea 1x66 kV Temuco – Pumahue C1, se espera que ésta se cargue por sobre el 100% mientras no se materialice la ampliación en la S/E Padre las Casas; sin perjuicio de lo anterior, la obra que mitiga sustancialmente la problemática corresponde a la Nueva S/E Metrenco. Adicionalmente, la línea 1x66 kV Pumahue – Chivilcán presenta sobrecarga mientras no se materialice la S/E Metrenco, la que permite tomar carga de la S/E Chivilcán desde la S/E Padre Las Casas y así disminuye la cargabilidad de dicho tramo.

En la figura 5.109 se presenta la topología de la zona comprendida entre las SS/EE Temuco y Pumahue considerando las obras de ampliación en la S/E Padre las Casas y Chivilcán. Además, se ilustra la condición operativa esperada en la zona, con el objetivo de utilizar eficientemente las instalaciones.

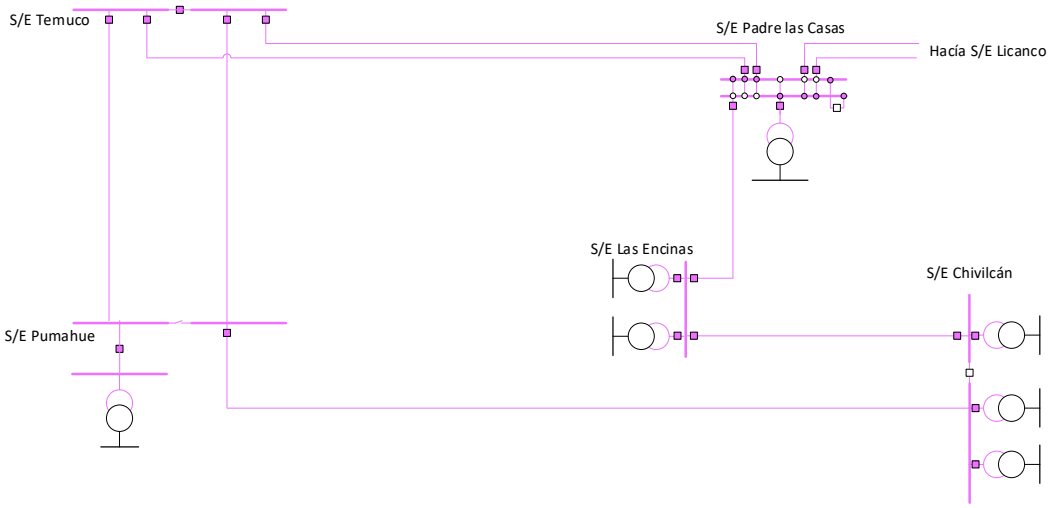


Figura 5.109. Diagrama unilineal simplificado de la zona 66 kV Temuco – Padre Las Casas, Zona Charrúa – Chiloé.

La línea 2x66 kV Temuco – Padre las Casas se sobrecarga por sobre el 85% a partir del año 2025, situación que no es posible de mitigar a través de una medida operacional, ya que realizar medidas operativas para reducir la cargabilidad de esta línea, implica una peor condición de operación para otras instalaciones.

5.6.7 IMPACTO LOCAL DEBIDO AL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN HORIZONTE 2019 - 2025

Producto del término de operación anticipado de la central Bocamina U1, la cual se haría efectiva durante el año 2023, se procede a evaluar el desempeño del sistema aledaño a esta generadora. En la figura 5.110, se presenta el sistema en el cual tiene influencia directa la Unidad 1 de la central Bocamina.

Se evalúa el desempeño del sistema para el año 2025 bajo diversos escenarios sujetos a la combinación de variables hidrología, nivel de demanda y día o noche. Se obtiene que para todos los escenarios analizados se presentan niveles de tensión y niveles de carga por líneas dentro de límites que establece la NTSyCS. No obstante, cabe mencionar que para el caso de que el proyecto MAPA cuya operación varía entre los ±160 MW-- se encuentre consumiendo energía y la Unidad 2 de la central Bocamina esté fuera de servicio, las líneas 1x220 kV Charrúa – Trébol y 1x220 kV Charrúa – Hualqui presentan niveles de cargabilidad que rondan el 90% de sus respectivas capacidades.

Adicionalmente, se realizan análisis estáticos de la operación del sistema ante la ocurrencia no simultánea de un conjunto de contingencias para los escenarios mencionados. Por su parte, las contingencias evaluadas se presentan en la figura 5.111.

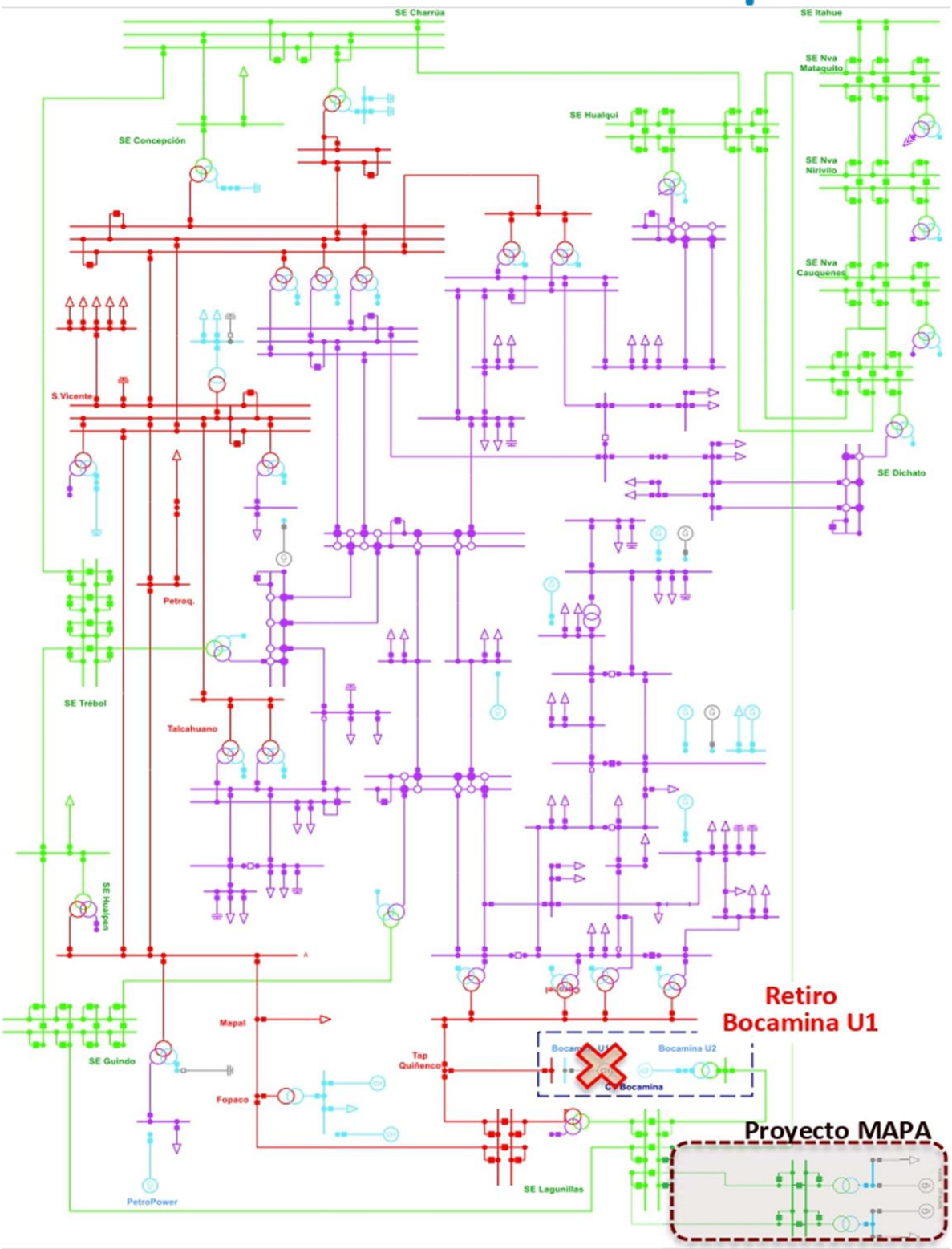


Figura 5.110. Diagrama unilineal simplificado de la zona 66 kV Temuco – Padre Las Casas, Zona Charrúa – Chiloé.

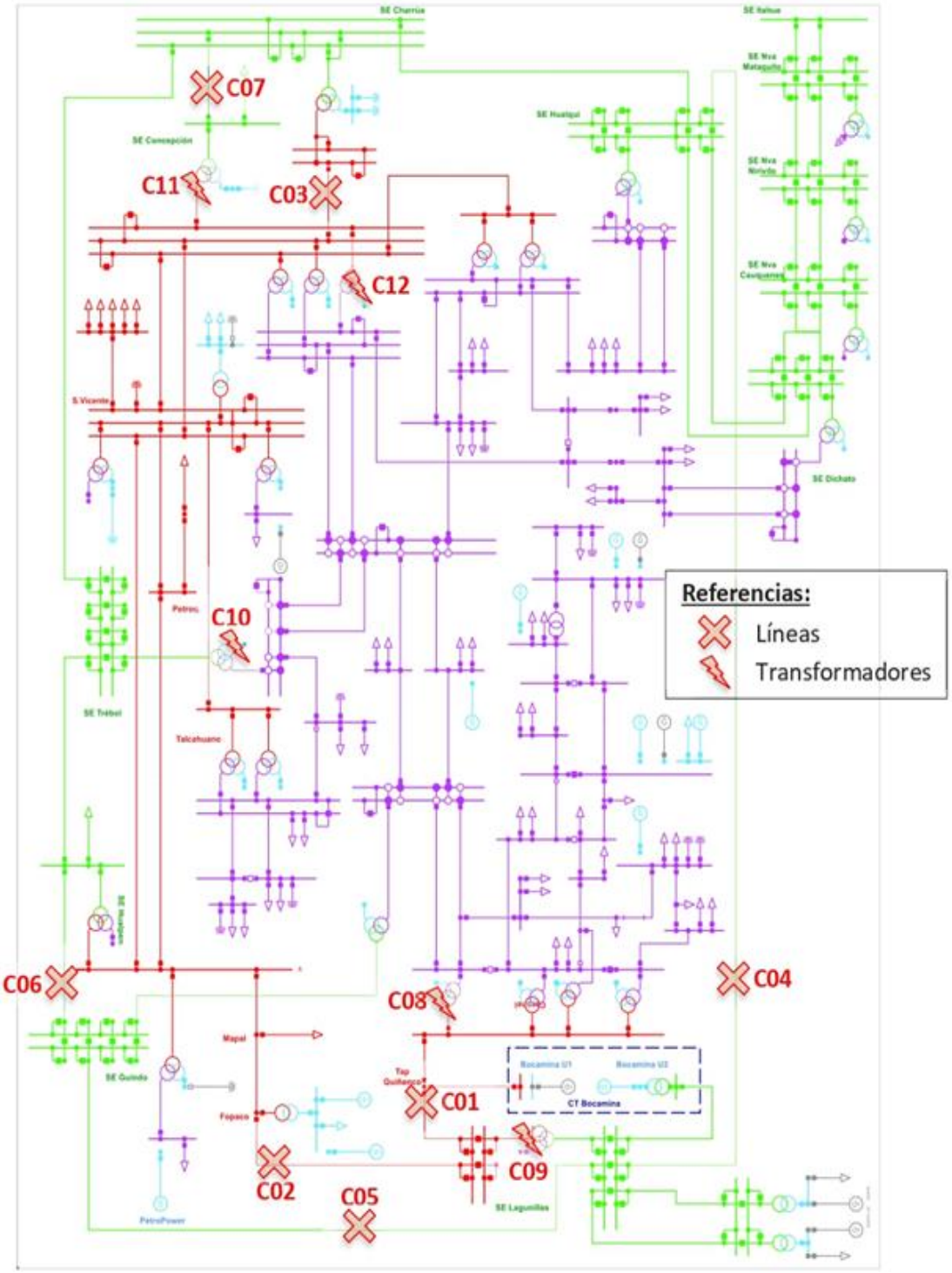


Figura 5.111. Diagrama unilineal simplificado de la zona 66 kV Temuco – Padre Las Casas, contingencias analizadas, Zona Charrúa – Chiloé.

Ante las contingencias evaluadas se distingue lo siguiente:

- Los perfiles de tensión se encuentran dentro de los rangos normativamente admisibles.
- La pérdida de la línea 1x154 kV Lagunillas – Coronel produce redistribuciones de flujo en los accesos hacia la zona de 66 kV. Se prevé que los niveles de carga alcanzados en la línea 2x66 kV El Guindo – Lomas Coloradas deriven en la apertura de los dos circuitos por acción de protecciones, perdiéndose así todos los accesos a la red de 66 kV que se vincula al SEN por medio de S/E Coronel y por ende se desconecten los consumos y generadores del área. Esta problemática es independiente de la disponibilidad o no de Bocamina U1.
- En el caso particular de máxima importación de la red de Concepción y a la vez la mínima generación de ésta (sin Bocamina U2), la pérdida de la línea 1x220 kV Charrúa – El Trébol produce una máxima sobrecarga aproximadamente 30% en la línea 1x220 kV Hualqui – Lagunillas. Esto se asocia a la pérdida del acceso de potencia desde la S/E Lagunillas 220 kV hacia la zona de 154 kV.
- En condiciones de máxima inyección del nodo Lagunillas, dadas por la máxima generación de Bocamina U2 y la inyección de 160 MW del proyecto MAPA, la pérdida del transformador 220/154 kV de S/E Lagunillas deriva en que toda la potencia se transporte por los circuitos 1x220 kV Lagunillas – Hualqui y 1x66 kV Lagunillas – El Guindo, pudiendo sobrecargar este último en aproximadamente un 10%. Cabe notar que dada la desvinculación de las barras de 220 kV y 154 kV de la S/E Lagunillas, esta condición resulta independiente del retiro de la unidad 1 de Bocamina.

5.6.8 PROBLEMÁTICAS ACTUALES DE OPERACIÓN

La tabla 5-92, resume las problemáticas operacionales que actualmente existen en la zona estudiada de Charrúa – Chiloé.

Tabla 5-92. Problemáticas actuales de operación, Zona Charrúa – Chiloé.

Instalación	Problemática
Líneas 2x220 kV Charrúa - Mulchén y 2x220 kV Mulchén - Cautín	Realización de maniobra frecuente de apertura de uno de sus circuitos para controlar tensiones en la zona en demandas bajas de madrugada o fines de semana.
S/E Coronel	Existe solo una sección de barra de 154 kV, y protección 87B envía orden de apertura a transformadores en 66 kV que no tienen interruptor de 154 kV.
	Su normalización impone restricciones de transmisión por capacidad térmica en la línea 2x66 kV Concepción – Coronel; además, de comprometer los estándares de seguridad y calidad de servicio por problemas de regulación de tensión en la zona abastecida a través de la única barra de 154 kV de S/E Coronel
S/E Concepción	Paño seccionador de barras de 154 kV entre las secciones Nº1 y Nº2 no poseen interruptor.
	Interruptor asociado al paño BT1 del transformador Nº1 154/66 kV se encuentra excedido en su capacidad de ruptura.
	Desconexión intempestiva de la barra Nº1 o Nº2 de 154 kV provoca la desconexión de los transformadores Nº1 y Nº2 154/66 kV de esta S/E, provocando sobrecarga en el transformador Nº5 154/66 kV, 56 MVA, de S/E Coronel,

Instalación	Problemática
	comprometiendo el suministro de las cargas conectadas en 66 kV entre las SS/EE Concepción y Coronel.
	No existe flexibilidad operacional para la mantención de la S/E.
S/E San Vicente	Barra Nº1 de 154 kV (con secciones A y B) tiene todos los paños, salvo una línea que viene desde S/E Concepción y una línea hacia S/E Huachipato (CAP). Además, su desconexión programada ha imposibilitado realizar el mantenimiento de sus equipos por pérdida de seguridad operacional de la S/E Concepción.
S/E Duqueco	Trampa de ondas del paño J2 en dirección hacia S/E Temuco y trampa de onda del paño J1 en dirección hacia S/E Charrúa poseen una capacidad nominal de 630 Amperes (240 MVA @ 220 kV). Capacidad a 25ºC CS es de 264 [MVA]
S/E Valdivia	No existe flexibilidad operacional para la mantención de los transformadores N°1 y N°4.
	TT/CC asociados al paño de línea 1x220 kV Valdivia Pichirropulli impone restricciones de transmisión para esta línea.
Línea 1x220 kV Cautín - Ciruelos - Valdivia	Limitación de transferencia por esta instalación al poseer tramos con un conductor de menor capacidad que el resto de la línea.
S/E Puerto Montt y S/E Melipulli	Dada la topología de estas SS/EE, se podría alimentar con seguridad la zona ante trabajos programados, salvo por la lógica de control (enclavamientos) implementados entre el 52JS de S/E Puerto Montt y el 52JS1 de S/E Melipulli.

6 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

El Coordinador realiza estudios eléctricos tanto estáticos como dinámicos para los siguientes proyectos de carácter internacional, a fin de evaluar posibles requerimientos en el sistema de transmisión en la zona de impacto de estos:

- Interconexión de la S/E Parinacota 220 kV y la S/E Los Héroes 220 kV del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú, a través de un enlace HVDC.
- Interconexión de la S/E Los Cóndores 220 kV y la S/E Río Diamante del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de Argentina.

6.1.1 PRINCIPALES RESULTADOS

6.1.1.1 INTERCONEXIÓN CORTA CHILE – PERÚ MEDIANTE ENLACE HVDC

El proyecto posee límites de exportación / importación de 200 MW. La condición de exportación hacia el SEIN no presenta congestiones en la zona de impacto del proyecto, para la condición N. En condición N-1, la línea 1x220 kV Cóndores – Parinacota se congestionaría, por lo tanto, se requiere repotenciar esta línea a por lo menos 290 MVA, para permitir la exportación de los 200 MW planteados, o bien realizar el tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho - Parinacota.

La condición de importación desde el SEIN no presenta congestiones en la zona de impacto del proyecto tanto para condición N como N-1.

6.1.1.2 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA CHILE – ARGENTINA MEDIANTE LÍNEA 1x500 kV LOS CÓNDORES RÍO DIAMANTE

El proyecto posee límites de exportación de 735 MW SEN → SADI y límites de importación de 290 MW SADI → SEN.

En exportación (735 MW SEN → SADI) e importación (290 MW SADI → SEN), se observan sobrecargas tanto en la condición N y N-1, predominantemente en la línea de 2x220 kV Ancoa – Los Cóndores, que considera como supuesto la inyección de energía de las centrales hidráulicas de la zona: GEN 1 (12 MW), GEN 2 (18 MW), Vallecito Futuro (73 MW) y Los Cóndores (150 MW). Las sobrecargas mencionadas anteriormente son motivadas por un escenario de operación con despacho máximo de estas centrales. Por lo tanto, se sugiere el redimensionamiento de las líneas y el transformador 500/220 kV en S/E Los Cóndores. En caso contrario, se debe reducir el nivel de exportación/importación para operación sin sobrecargas en contingencia.

En términos de la ingeniería asociada a la interconexión, se recomienda el control fino de la potencia reactiva mediante pasos en los reactores de barras propuestos en la línea 1x500 kV Los Cóndores – Río Diamante y mediante los taps del autotransformador del enlace.

7 ANALISIS Y SOLUCIONES

7.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

7.1.1 SISTEMA ZONAL

7.1.1.1 TRANSFORMADORES AT/MT

7.1.1.1.1 Reemplazo Transformador 110/23 kV V de 10 MVA a 40 MVA en Tap Off La Negra

La Subestación Tap-Off La Negra se encuentra ubicada en la comuna de Antofagasta, la cual pertenece a la Región de Antofagasta.

Figura 7.1 Tap-Off La Negra, Vista Aérea

Actualmente la subestación es abastecida desde un Tap-Off en la línea 1x110 kV Antofagasta – Tap Off La Negra – Alto Norte, en donde los flujos provienen principalmente desde S/E Antofagasta con una capacidad límite de 118 MVA a 25°C. Esta subestación está conformada por un patio de 110 kV y uno de 23 kV, los cuales están conectados a través de dos transformadores AT/MT de 23 MVA y 10 MVA.

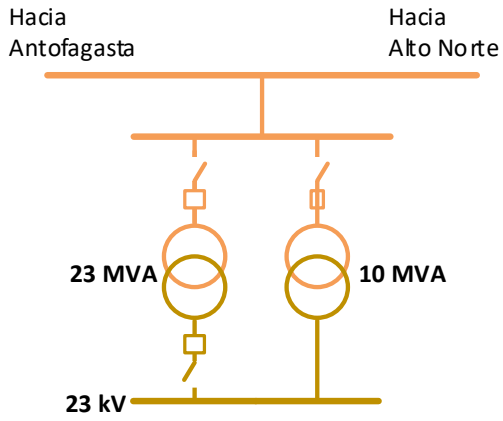


Figura 7.2 Diagrama Unilineal Simplificado de Tap-Off La Negra

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador N°1 de 23 MVA en la subestación, presentaría sobrecargas estimadas en el año 2025, mientras que el transformador N° 2 de 10 MVA presenta cargabilidades del 94% para el mismo año.

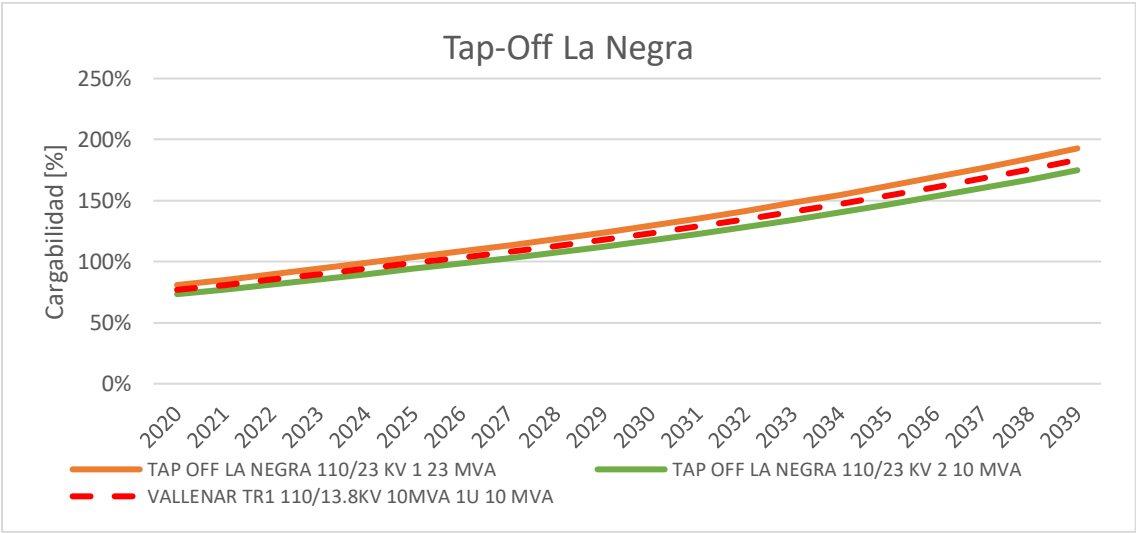


Figura 7.3 Cargabilidad de Transformadores de Tap-Off La Negra

La demanda coincidente en la subestación se estima que alcanzaría un 105% de la capacidad de transformación en el 2025, llegando al 194% en el 2039, siendo necesarios 30 MVA de capacidad adicionales para abastecer el aumento de demanda en todo el horizonte.

Por los motivos indicados se recomienda la ampliación de la S/E Tap-Off La Negra para permitir el reemplazo del transformador de 10 MVA por uno de 40 MVA 110/23 kV para solucionar los problemas de suficiencia futuros.

El proyecto propuesto consiste en el reemplazo del transformador 110/23 kV 10 MVA por un nuevo transformador de 40 MVA, normalizando sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-1.

Tabla 7-1 Valorización de obra de Reemplazo de Transformador en S/E Nueva La Negra

Ítem	Descripción	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.534**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**428**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.962**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**324**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.286**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares que consideran el nuevo transformador, reemplazo de TTCC y parrón de al menos dos posiciones.

Adicionalmente, se destaca que de considerar el proyecto en S/E Taltal (ELECDA) que consiste en el reemplazo de un transformador de 5 por uno de 10, se podría optar por trasladar el transformador reemplazado en Tap-Off La Negra a S/E Taltal (ELECDA).

7.1.1.2 TRANSFORMADORES AT/AT

En este proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 no se identifican nuevas obras respecto de las propuestas de procesos anteriores.

7.1.1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En este proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 no se identifican nuevas obras respecto de las propuestas de procesos anteriores.

7.1.2 OTROS PROYECTOS

7.1.2.1 Ampliación en S/E Crucero

La Subestación Crucero se encuentra en el desierto de Atacama en la Región de Antofagasta.

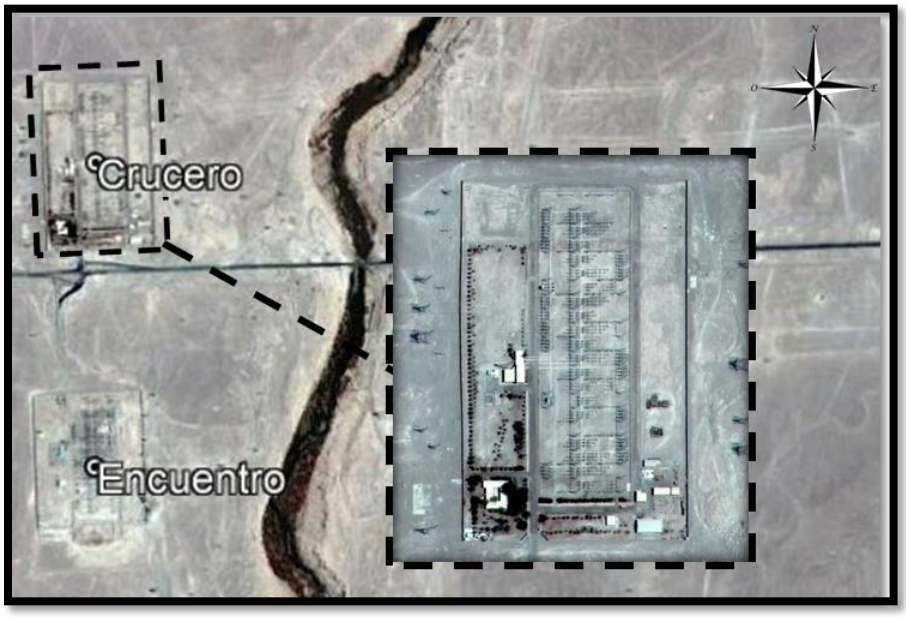


Figura 7.4 Subestación Crucero, Vista Aérea

La configuración de esta subestación es de barra principal seccionada más barra de transferencia y cuenta con 15 paños de línea, un paño reactor, un paño transformador de servicios auxiliares, dos paños acopladores de barra, y espacio para dos paños futuros.

En la figura 7.5 se representan las líneas que llegan a esta subestación:

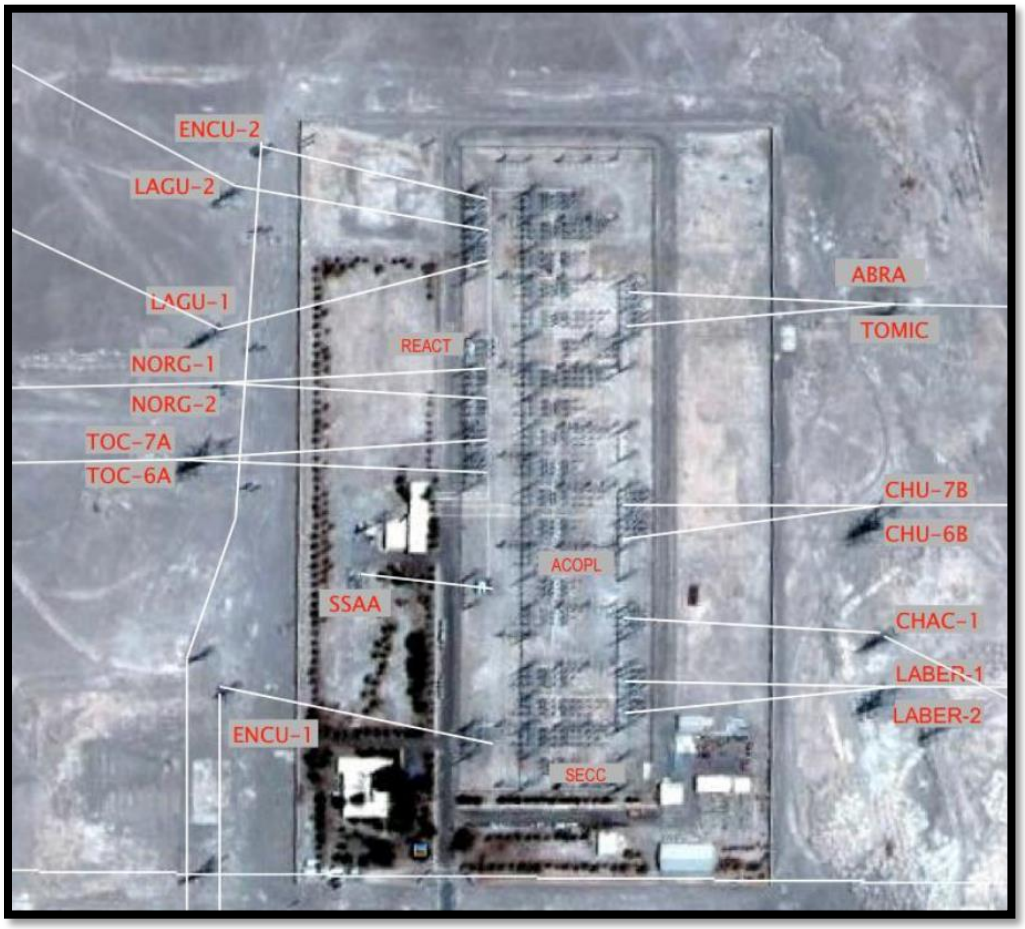


Figura 7.5 Acometidas existentes en S/E Crucero

Respecto al interés en la zona, el Coordinador (a través de su Departamento de Acceso Abierto) ha recibido solicitudes de conexión de proyectos de generación solares fotovoltaicos que totalizan alrededor de 850 MW en S/E Crucero.

Por otro lado, de acuerdo con el Decreto Exento N°158 del 2015 que fija el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, se contempla el traslado de circuitos que provienen desde las SS/EE Lagunas, Tocopilla y Chuquicamata (equivalentes a 8 paños) a S/E Kimal.

Considerando lo anterior, el esquema unilineal proyectado en la subestación sería:

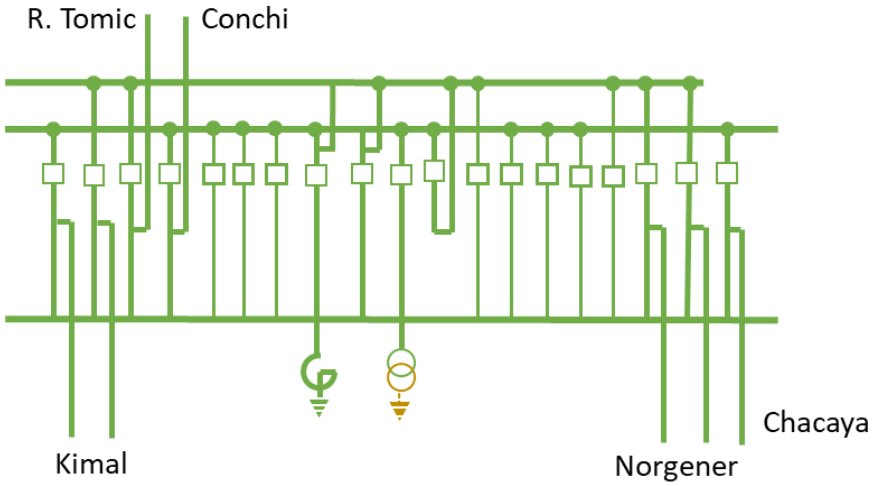


Figura 7.6 Diagrama Unilineal Simplificado Proyectado de S/E Crucero

La Especificación Técnica General y de Diseño de Subestaciones[9] del Coordinador, indica los criterios de diseño mínimos de subestaciones de tensión igual o superior a 200 kV, en donde se tiene que estas instalaciones deberían considerar un criterio técnico mínimo que garantice seguridad y flexibilidad.

Ante esto, el Coordinador plantea la necesidad de mejorar la flexibilidad de esta instalación, tal que permita la conexión de proyectos futuros. Lo anterior se traduce en proponer la configuración de esta subestación a interruptor y medio, o considerar la configuración de doble barra y doble interruptor.

Estas soluciones consideran los cambios decretados en los planes de expansión, que se traducen en el traslado de 8 paños de línea a la S/E Kimal y el trabajo con líneas energizadas, evitando así la desconexión de clientes durante los trabajos.

En base a los antecedentes presentados por ENGIE, el Coordinador recomienda la opción de doble barra y doble interruptor, debido a que es la alternativa de mayor viabilidad al permitir la reutilización de un mayor número de equipos existentes y presta una mayor facilidad para la conexión de proyectos futuros, respecto de la opción de interruptor y medio.

En la siguiente imagen se presenta la disposición física de la configuración de doble barra y doble interruptor.

[9]Especificación Técnica General y de Diseño de Subestaciones: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/10/COOR-DID-SE-TEC-ET-DIS-AIS-K-00001-Rev.0.pdf

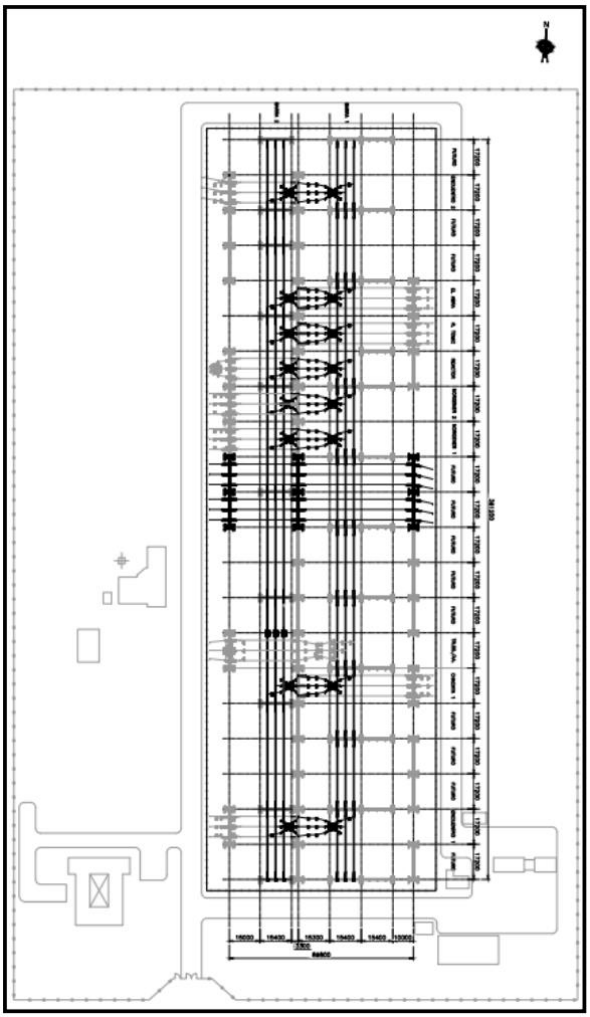


Figura 7.7 Disposición física de la configuración doble barra doble interruptor S/E Crucero

Y en la siguiente imagen se presenta el diagrama unilineal simplificado con la nueva configuración propuesta, en donde se pueden observar los 12 paños disponibles.

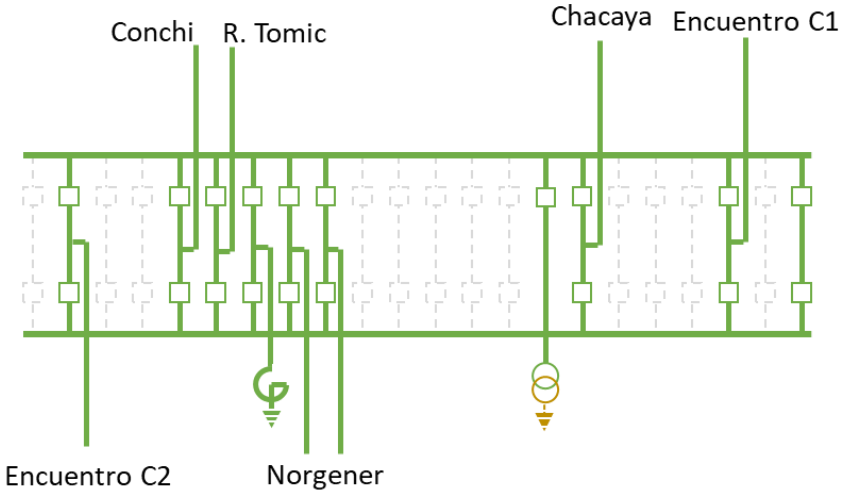


Figura 7.8 Diagrama Unilineal Simplificado con nueva configuración de S/E Crucero

Tabla 7-2 Valorización de obra de normalización en S/E Crucero.

Ítem	Descripción	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**6.965**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**996**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**7.961**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.314**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**9.275**

7.1.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PROYECTOS EN LA ZONA

En base a la sensibilización a la proyección de demanda mostrada en el capítulo 3.5.1, no se identifican proyectos que puedan ser postergados para propuestas de planificación de la transmisión futuras.

7.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA

7.2.1 SISTEMA ZONAL

7.2.1.1 TRANSFORMADORES AT/MT

En este proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 no se identifican nuevas obras respecto de las propuestas de procesos anteriores.

7.2.1.1.1 Reemplazo Transformador 110/23 kV de 5 MVA a 10 MVA en S/E Taltal (ELECDA)

La Subestación Taltal se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de Antofagasta.

Figura 7.9 Subestación Taltal, Vista Aérea

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 1x110 kV Tap Las Luces – Taltal de 37 km aproximadamente, la cual cuenta con una capacidad límite de 56 MVA a 25 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV y uno de 13,2 kV, los que son conectados a través de un transformador AT/MT de 5 MVA.

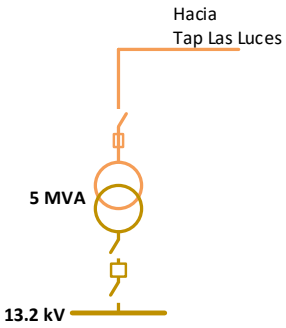


Figura 7.10 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Taltal (ELECDA)

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador de 5 MVA en la subestación, presentaría una cargabilidad del 92% estimada en el año 2025, alcanzando condiciones de sobrecarga en el 2028.

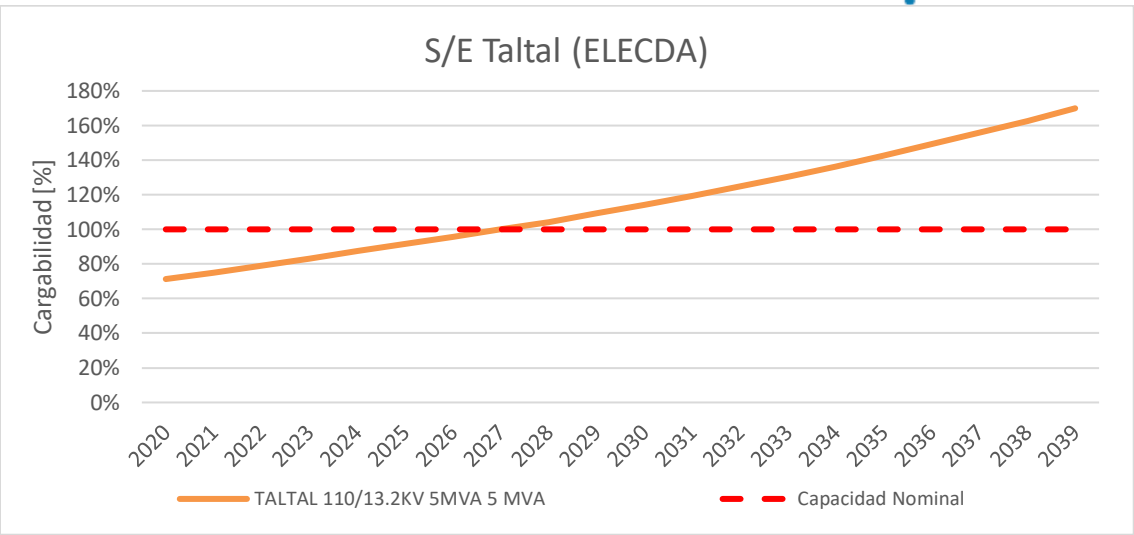


Figura 7.11 Cargabilidad Transformador Subestación Taltal

La demanda en la subestación se estima que alcanzará un 170% en el 2039, siendo necesarios 5 MVA de capacidad adicionales para abastecer el aumento de demanda en todo el horizonte.

Por los motivos indicados se recomienda la ampliación de la S/E Taltal para permitir el reemplazo del transformador de 5 MVA por uno de 10 MVA 110/13,2 kV para solucionar los problemas de suficiencia futuros.

El proyecto propuesto consiste en el reemplazo del transformador 110/13,2 kV 5 MVA por un nuevo transformador de 10 MVA, normalizando sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC para el control de las variaciones de tensión de la zona.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-3.

Tabla 7-3 Valorización de obra de Reemplazo de Transformador en S/E Taltal (ELECDA)

Ítem	Descripción	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.079**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**374**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.452**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**240**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.692**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares que consideran el nuevo transformador, reemplazo de TTCC, celdas MT y obras civiles.

Adicionalmente, se destaca que de considerar el proyecto en Tap-Off La Negra que consiste en el reemplazo de un transformador de 10 por uno de 40, se podría optar por trasladar el transformador reemplazado a esta subestación.

7.2.1.1.2 Nuevo Transformador 110/13,8 kV de 20 MVA en S/E Vallenar

La Subestación Vallenar se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de Atacama.

Figura 7.12 Subestación Vallenar, Vista Aérea.

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar de 15 km aproximadamente, la cual cuenta con una capacidad límite de 56 MVA a 25 °C. Esta subestación está conformada por un patio de 110 kV y uno de 13,8 kV, los que son conectados a través de 2 transformadores AT/MT de 10 MVA operados en paralelo

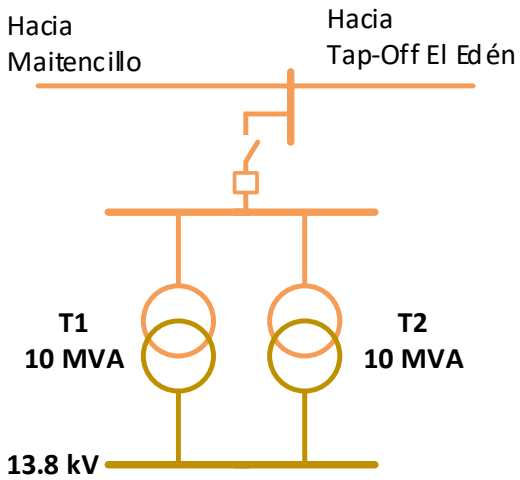


Figura 7.13 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Vallenar

Del diagnóstico desarrollado se identifica que ambos transformadores en la subestación presentarían una cargabilidad del 99% estimada en el año 2025, alcanzando condiciones de sobrecarga en el 2026.

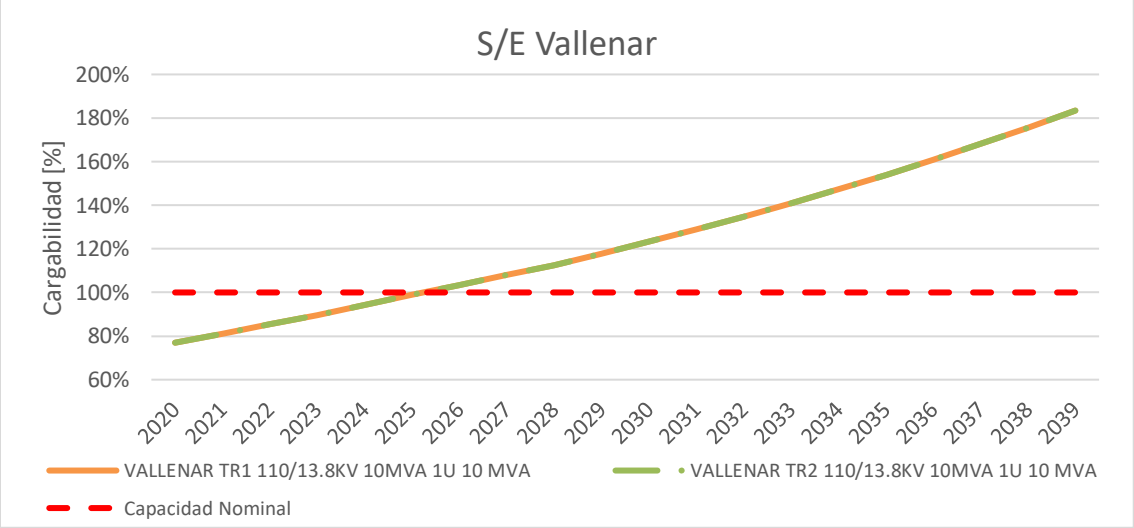


Figura 7.14 Cargabilidad Transformador Subestación Vallenar

La demanda en la subestación se estima que alcanzará un 183% en el 2039, siendo necesarios 17 MVA de capacidad adicionales para abastecer el aumento de demanda en todo el horizonte.

Por los motivos indicados se recomienda la ampliación de la S/E Vallenar para permitir la instalación de un nuevo transformador de al menos 20 MVA 110/13.8 kV para solucionar los problemas de suficiencia futuros.
Además, debido al estándar actual de la subestación, se propone la normalización de los paños existente para los transformadores TR1 y TR2.
El proyecto propuesto consiste en la instalación de un transformador 110/13.8 kV de 20 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC que para efectuar el control de las variaciones de tensión de la zona. Se ampliará el patio de 110 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. Además, se considera la instalación de interruptores de tipo hibrido para la conexión de los transformadores existentes.
El patio de 13.8 kV será acoplado al existente y se deberá considerar al menos 2 posiciones disponibles para futuras conexiones de alimentadores.

El costo estimado de esta obra se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7-4 Valorización de obra de Nuevo Transformador en S/E Vallenar

Ítem	Descripción	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.985**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**657**

Ítem	Descripción	COSTO PARCIAL miles de US$
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.642**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**601**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.243**

Se destaca que estos valores se construyen a partir de costos modulares que consideran el nuevo transformador, reemplazo de TTCC, celdas MT y obras civiles.

Si bien el Coordinador ha identificado la necesidad de esta obra en el proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020, este proyecto ha sido presentado en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de Transmisión 2019 de la CNE, motivo por el cual no será incorporado como recomendación en este informe "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020".

7.2.1.2 TRANSFORMADORES AT/AT

En este proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 no se identifican nuevas obras respecto de las propuestas de procesos anteriores.

7.2.1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En este proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 no se identifican nuevas obras respecto de las propuestas de procesos anteriores.

7.2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PROYECTOS EN LA ZONA

En base a la sensibilización a la proyección de demanda presentada en el capítulo 3.5.1, se identifican los proyectos listados en la tabla 7-5, los cuales podrían ser postergados para propuestas de planificación de la transmisión futuras.

N°	Obra de Transmisión Propuesta
1	Nuevo Transformador 110/23 kV de 30 MVA en S/E Taltal

Tabla 7-5. Obras postergables en función de la nueva demanda proyectada.

7.3 ZONA QUINTA REGIÓN

7.3.1 SISTEMA ZONAL

7.3.1.1 TRANSFORMADORES AT/MT

En este proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 no se identifican nuevas obras respecto de las propuestas de procesos anteriores.

7.3.1.2 TRANSFORMADORES AT/AT

En este proceso de Propuesta de Expansión 2020 no se identifican nuevas obras respecto de las propuestas de procesos anteriores.

De manera prospectiva en este proceso 2020, el Coordinador analizó la obra de incorporar un segundo transformador 220/110 de 300 MVA en S/E Ventanas como una alternativa de apoyo ante la salida de Ventanas 1 y 2 de acuerdo con el tren de descarbonización. Esta alternativa es solamente conceptual ya que se debe considerar factibilidad técnica.

7.3.1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

7.3.1.3.1 Normalización línea 2x110 KV San Pedro – Quillota.

La línea 1x110 kV San Pedro – Quillota se encuentra emplazada en la comuna de Quillota, perteneciente a la Región de Valparaíso.

Figura 7.15. - **Ubicación línea 2x110 kV San Pedro - Quillota**

La línea 2x110 kV San Pedro – Quillota es de 2.2 km y cuenta con un conductor AASC 1590 MCM, el cual tiene una capacidad de 151 MVA a 35°C. Esta línea es un punto de enlace importante para la Quinta Región, ya que junto a S/E Agua Santa y S/E Ventanas abastecen de energía a los clientes regulados y libres de la región. En la siguiente figura se presenta un diagrama unilineal de la instalación.

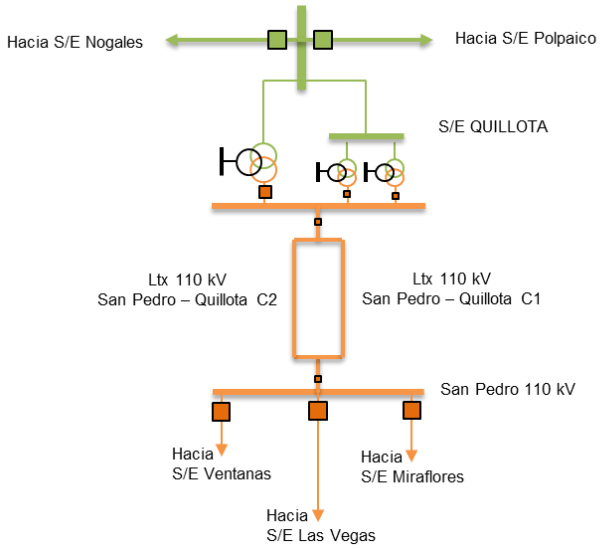


Figura 7.16.- Diagrama Unilineal Simplificado de Ltx 2x110 kV San Pedro– Quillota.

Las capacidades, informadas por la empresa encargada de la operación de esta instalación, a determinadas temperaturas son las presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 7-6 Capacidades por Temperatura, Línea 2x110 kV Tap San Pedro – Quillota

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	MVA	T°	MVA	T°	MVA	T°	MVA
110 kV San Pedro Quillota C1	35 °C	252	25 °C	280	25 °C	280	25 °C	280
110 kV San Pedro Quillota C2	35 °C	252	25 °C	280	25 °C	280	25 °C	280

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 2x110 kV San Pedro – Quillota, es un punto importante de abastecimiento para la Quinta Región en caso de operación sin centrales a carbón en esta zona. Esta instalación no puede utilizar su capacidad nominal debido a restricciones de infraestructura, presentando condiciones de cargabilidad críticas en ciertas condiciones operacionales a partir del año 2023, lo que puede ocasionar problemas de abastecimiento de clientes regulados y libres de la Quinta Región.

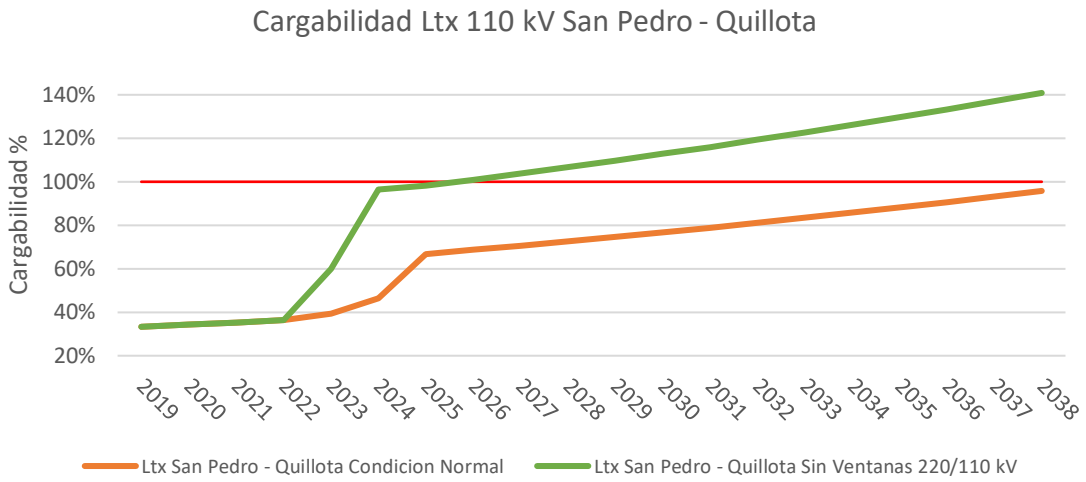


Figura 7.17.- Cargabilidad Ltx 110 kV San Pedro – Quillota. Operación Normal y considerando S/E 220/110 kV Ventanas fuera de servicio.

El costo estimado de esta solución se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7-7 Valorización de obra refuerzo y tendido segundo circuito Ltx 110 kV Las Vegas – Esperanza y refuerzo Ltx 2x110 kV Esperanza - Nueva S/E Río Aconcagua

Ítem	Descripción	Costo Parcial Miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.252**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**275**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.527**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**252**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.779**

Si bien el Coordinador ha identificado la necesidad de esta obra en el proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020, este proyecto ha sido presentado en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de Transmisión 2019 de la CNE, motivo por el cual no será incorporado como recomendación en este informe "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020. Es importante destacar que el plazo constructivo de esta obra es clave para evitar los problemas que se han identificado, al momento de salida de operación de la central Ventanas 2.

7.3.1.3.2 Aumento de capacidad línea 1x110 KV Las Vegas – Esperanza y habilitación segundo circuito más Aumento de Capacidad Línea 110 kV Esperanza – Nueva S/E Rio Aconcagua

La línea 1x110 kV Las Vegas – Esperanza y línea 2x110 kV Esperanza- Nueva S/E Rio Aconcagua se encuentra emplazada en la comuna de Llaillay, perteneciente a la Región de Valparaíso.

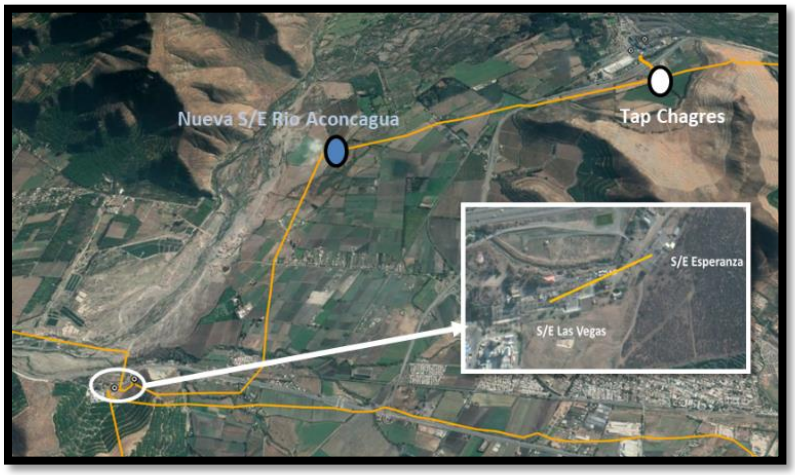


Figura 7.18.-Ubicación línea 2x110 kV San Pedro - Quillota

La línea 1x110 kV Las Vegas – Esperanza es de 0,3 km y cuenta con un conductor AAAC Butte, el cual tiene una capacidad de 38 MVA a 35°C. La línea 2x110 kV Esperanza – Nueva S/E Río Aconcagua es de 4 km aproximados y cuenta con un conductor AAAC Butte también, el cual tiene una capacidad de 38 MVA a 35°C. Esta línea deberá operar abierta una vez que se finalice la construcción del proyecto "Nueva S/E Río Aconcagua". Si se considera una operación en paralelo entre la zona de Los Maquis – Río Aconcagua y Las Vegas, se puede observar una mejor utilización del transformador 220/110 kV de la S/E Rio Aconcagua otorgando a su vez robustez a la zona. En la siguiente figura se presenta un diagrama unilineal de la instalación

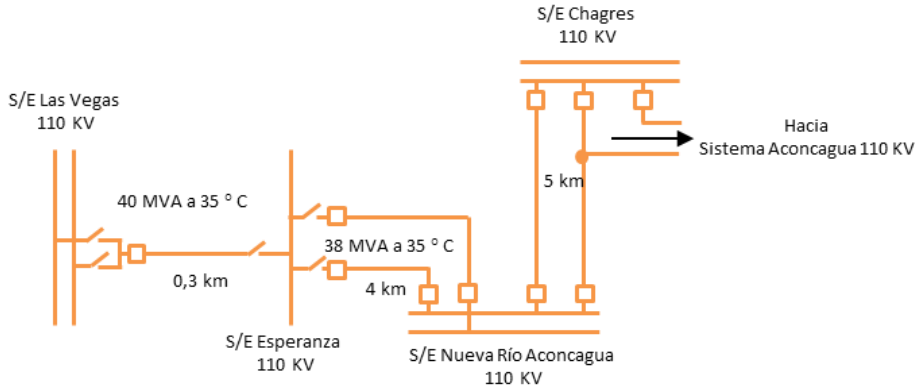


Figura 7.19.- Diagrama Unilineal Simplificado del sistema 110 kV Las Vegas – Río Aconcagua.

Las capacidades, informadas por la empresa encargada de la operación de esta instalación, a determinadas temperaturas son las presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 7-8 Capacidades por Temperatura, Línea 2x110 kV Tap San Pedro – Quillota

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	MVA	T°	MVA	T°	MVA	T°	MVA
110 kV Las Vegas – Esperanza	35 °C	40	25 °C	57	25 °C	57	25 °C	57
110 kV Esperanza – Chagres Cto 1 y 2	35 °C	38	25 °C	57	25 °C	57	25 °C	57

Del diagnóstico se aprecia que desde la puesta en servicio de la Nueva S/E Río Aconcagua el enlace 110 kV Las Vegas – Esperanza debe operar abierto, lo cual no permite que el aporte de la nueva S/E Río Aconcagua pueda extenderse hacia la zona 110 kV de las Vegas y el resto de la quinta región. El beneficio de operar cerrada la línea 110 kV Las Vegas – Esperanza, es mejorar la regulación de tensión en la zona Las Vegas – San Pedro y disminuir la cargabilidad de las líneas 110 kV San Pedro – Las vegas y 110 kV Cerro Navia – Las Vegas. Además de ofrecer un punto de apoyo al sistema Quinta Costa, lo cual otorgar holgura al sistema 110 kV de la Quinta Región para el escenario de operación sin las centrales Ventanas 1 y 2.

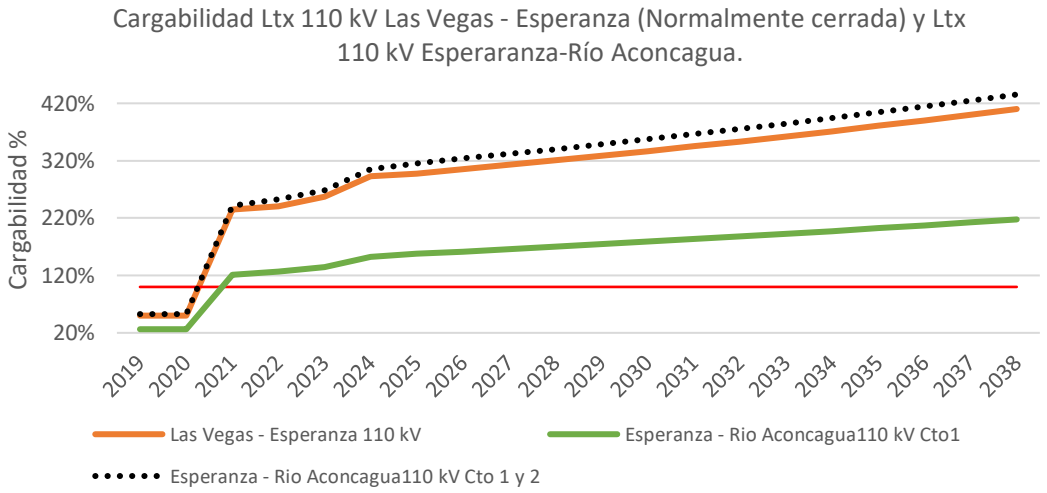


Figura 7.20.- Cargabilidad Ltx 110 kV Las Vegas – Esperanza y Esperanza - Nueva S/E Río Aconcagua

De acuerdo con la figura 7.20 es imposible operar la Ltx 110 kV Las Vegas - Esperanza en condición normalmente cerrada, por este motivo, para lograr los beneficios indicados anteriormente para la zona quinta, se propone el proyecto "Aumento de capacidad línea 1x110 KV Las Vegas – Esperanza y habilitación segundo circuito más Aumento de Capacidad Línea 110 kV Esperanza – Nueva S/E Rio Aconcagua". El costo estimado de esta solución se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7-9 Valorización de obra refuerzo y tendido segundo circuito Ltx 110 kV Las Vegas – Esperanza y refuerzo Ltx 2x110 kV Esperanza - Nueva S/E Río Aconcagua

Ítem	Descripción	Costo Parcial Miles De US$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**3.249**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**422**

Ítem	Descripción	Costo Parcial Miles De US$
3	SUB TOTAL CONTRATO	**4.634**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**764**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**5.398**

7.3.1.3.3 Aumento de Capacidad línea 2x110 KV By pass Los Andes – S/E Los Maquis.

La línea 2x110 kV By Pass Los Andes – S/E Los Maquis se encuentra emplazada en la comuna de Los Andes, perteneciente a la Región de Valparaíso.

Figura 7.21.-Ubicación línea 2x110 kV By pass Los Andes – Los Maquis

La línea 2x110 kV San Rafael – Los Maquis es de 21 km aproximados y cuenta con un conductor AAAC Butte, el cual tiene una capacidad de 35 MVA a 35°C. En la siguiente figura se presenta un diagrama unilineal de la instalación

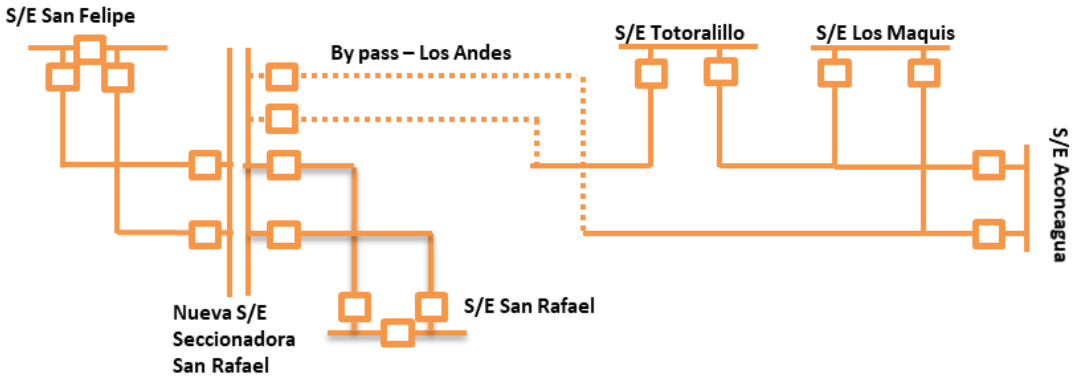


Figura 7.22.- Diagrama Unilineal Simplificado del sistema 110 kV By Pass Los Andes – Los Maquis

Las capacidades, informadas por la empresa encargada de la operación de esta instalación, a determinadas temperaturas son las presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 7-10 Capacidades por Temperatura, Línea 2x110 kV San Rafael – Los Maquis

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	MVA	T°	MVA	T°	MVA	T°	MVA
110 kV San Rafael – Los Maquis Cto1	35 °C	35	25 °C	55	25 °C	55	25 °C	55
110 kV San Rafael – Totoralillo Cto2	35 °C	35	25 °C	55	25 °C	55	25 °C	55
110 kV Totoralillo – Los Maquis Cto2	35°C	35	25 °C	55	25 °C	55	25 °C	55

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 2x110 kV By pass Los Andes – Los Maquis pierde su condición de N-1, para el escenario verano día, debido a la alta demanda de la instalación y la disminución de la capacidad de la línea por el alza de la temperatura ambiente.

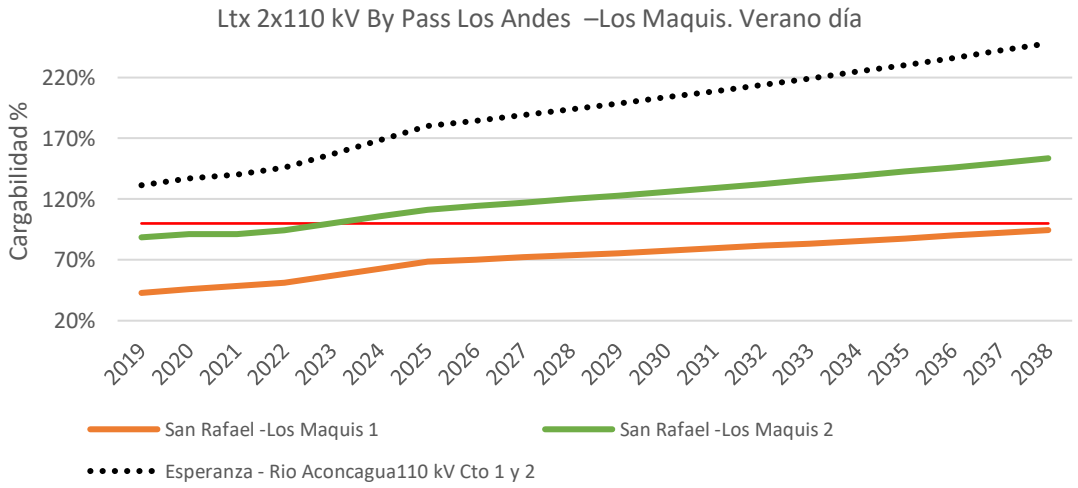


Figura 7.23.- Cargabilidad Ltx 2x110 kV By Pass Los Andes –Los Maquis

Por este motivo se propone el proyecto de "Aumento de Capacidad de la Ltx 2x110 kV By pass Los Andes – Los Maquis "- por 17 km a un conductor de al menos 180 MVA de capacidad a 37 °C. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla, donde cabe indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán ratificados en la ingeniería conceptual del proyecto.

Tabla 7-11 Valorización de obra Aumento de Capacidad Ltx 2x110 kV By Pass Los Andes – Los Maquis

Ítem	Descripción	Costo Parcial Miles De US$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**3.065**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**398**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.464**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**571**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.035**

7.3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PROYECTOS EN LA ZONA

En base a la sensibilización a la proyección de demanda mostrada en el capítulo 3.5.1, no se identifican proyectos que puedan ser postergados para propuestas de planificación de la transmisión futuras.

7.4 ZONA METROPOLITANA

7.4.1 SISTEMA ZONAL

7.4.1.1 TRANSFORMADORES AT/MT

7.4.1.1.1 Aumento de capacidad S/E La Reina. Reemplazo unidad 110/12 kV 20 MVA por unidad 110/12 kV 50 MVA

La Subestación 110/12 kV La Reina se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago.

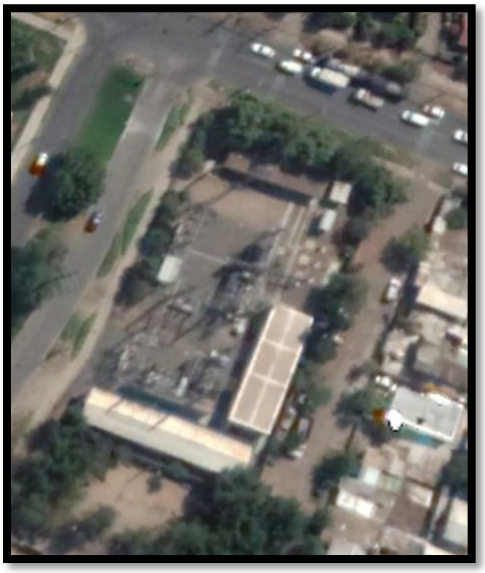


Figura 7.24.-Ubicación de S/E 110/12 kV La Reina.

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 2x110 kV Florida – Los Almendros mediante un tap off de 5.2 km, la capacidad del tap off es de 176 MVA a 35 °C. Esta subestación está conformada por un patio de 110 kV y un patio en nivel de tensión 12 kV, la subestación cuenta con tres transformadores de poder 110/12 kV -50 MVA, más un transformador 110/12 kV - 20MVA (reserva), que abastecen a los clientes regulados y libres del sector.

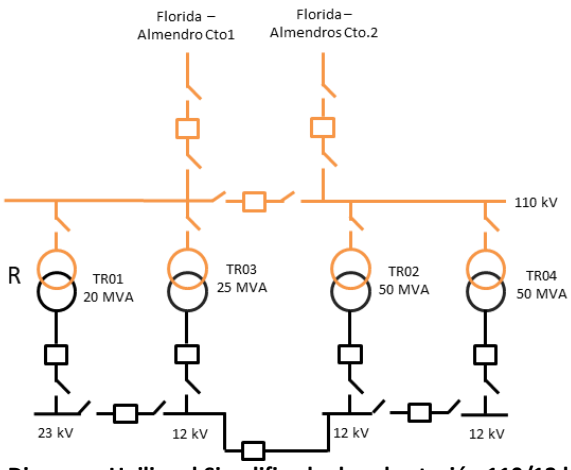


Figura 7.25.-Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 110/12 kV La Reina.

Del análisis desarrollado, se identifica que la cargabilidad promedio de los transformadores de la subestación supera el 85% a partir del año 2021 alcanzando el 100% de capacidad en el año 2023. Debido a lo anterior esta instalación ve comprometida su suficiencia y holgura en el corto plazo.

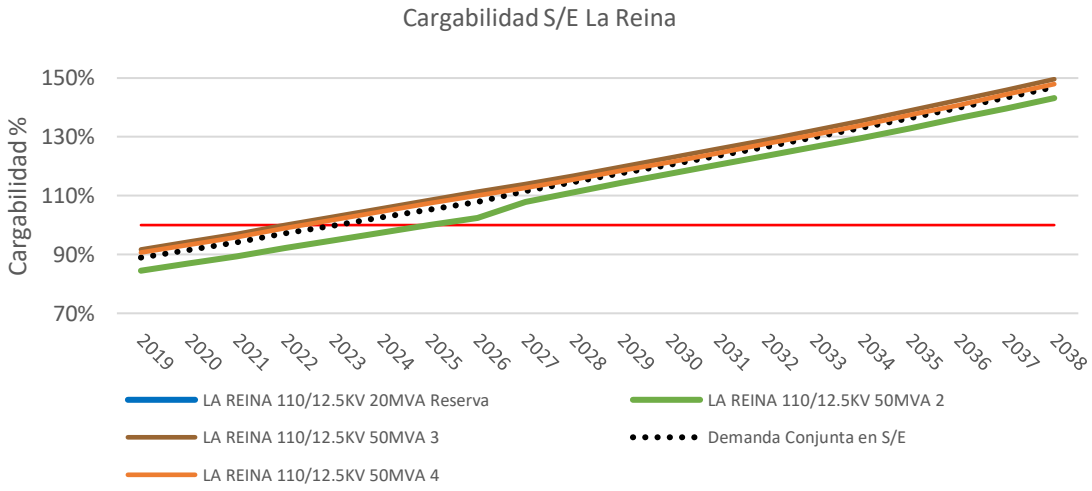


Figura 7.26.-Cargabilidad S/E La Reina

Por este motivo se propone el proyecto de reemplazo de la unidad 110/12 kV – 20 MVA (reserva fría) por una unidad 110/12 kV – 50 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla, donde cabe indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán revisados en la ingeniería conceptual del proyecto.

Tabla 7-12 Valorización Ampliación S/E La Reina

Ítem	Descripción	Costo Parcial Miles De US$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.468**

Ítem	Descripción	Costo Parcial Miles De US$
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**543**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.011**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**497**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.508**

Si bien el Coordinador ha identificado la necesidad de esta obra en el proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020, este proyecto ha sido presentado en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de Transmisión 2019 de la CNE, motivo por el cual no será incorporado como recomendación en este informe "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020".

7.4.1.1.2 Aumento de Capacidad en S/E Santa Marta. Nuevo Transformador 110/12 kV – 50 MVA.

La Subestación 110/12 kV Santa Marta se encuentra ubicada en la comuna de Maipú, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago.

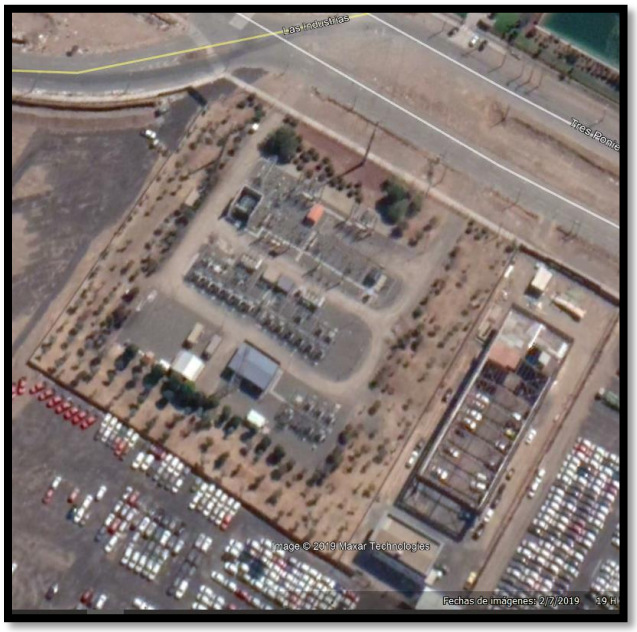


Figura 7.27. - Ubicación de S/E 110/12 kV Santa Marta.

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 2x110 kV Cerro Navia – Chena mediante un tap off de 3.9 km, con una capacidad de 350 MVA a 35 °C. Esta subestación está conformada por un patio de 110 kV y un patio en nivel de tensión 23 kV y otro de nivel de tensión 12 kV, la subestación cuenta con cuatro transformadores de poder, dos unidades con niveles de tensión 110/23 kV y capacidades de 1x50 MVA y 1x20 MVA (reserva fría), que abastecen a los clientes regulados y libres del sector.

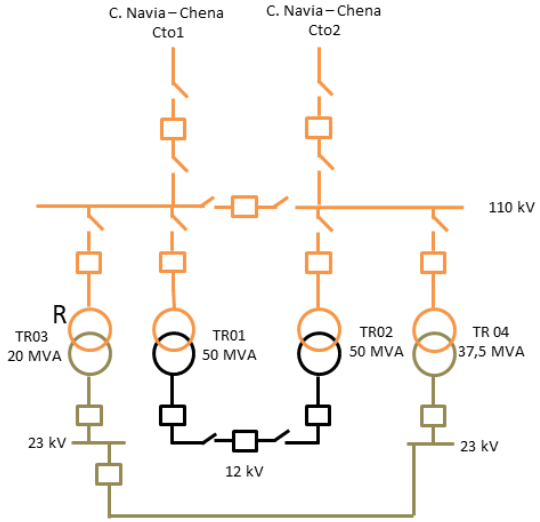


Figura 7.28. - Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 110/12 kV Santa Marta.

Por este motivo se propone el proyecto de una nueva unidad 110/23 kV – 50 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC que permita el control de las variaciones de tensión de la zona. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla, donde cabe indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán revisados en la ingeniería conceptual del proyecto.

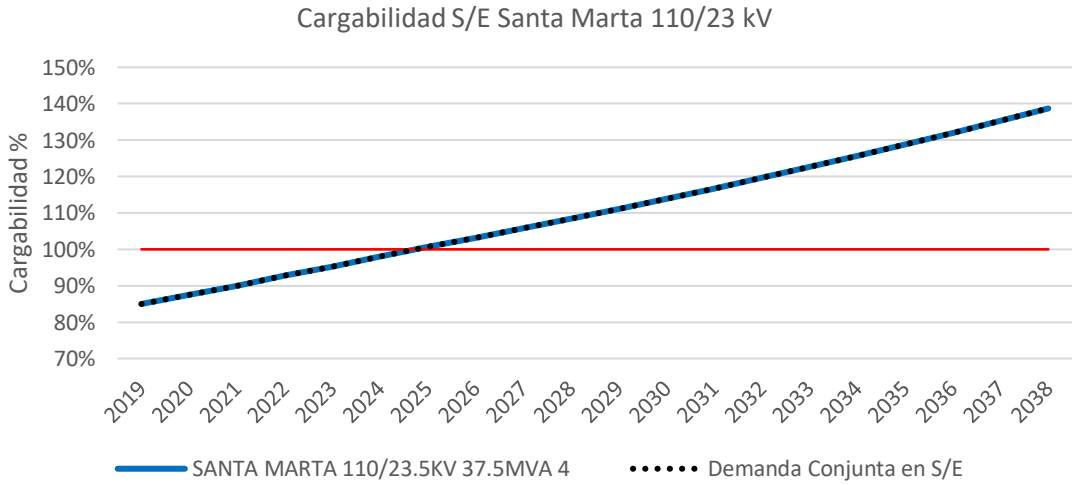


Figura 7.29.-Cargabilidad S/E Santa Marta.

Por este motivo se propone el proyecto de una nueva unidad 110/23 kV – 50 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente

tabla, indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán revisados en la ingeniería conceptual.

Tabla 7-13 Valorización Ampliación S/E Santa Marta

Ítem	Descripción	Costo Parcial Miles De US$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.650**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**583**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.233**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**533**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.766**

7.4.1.2 TRANSFORMADORES AT/AT

En este proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 no se identifican nuevas obras respecto de las propuestas de procesos anteriores.

7.4.1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

7.4.1.3.1 Aumento de capacidad línea 2x110 KV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores.

La línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores se encuentra emplazada en la comuna de Independencia - Recoleta, perteneciente a la Región Metropolitana.

Figura 7.30. Ubicación Ltx 2x110 kV Cerro Navia – Los libertadores

La línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores es de 8,3 km y cuenta con un conductor AASC Flint 740 MCM, el cual tiene una capacidad de 136 MVA a 35°C. Esta línea abastece de energía a los clientes regulados y libres de las siguientes subestaciones: Los Libertadores, Batuco, Polpaico, Punta Peuco y permite la inyección de energías renovables (Central Santiago Solar principalmente). En la siguiente figura se presenta un diagrama unilineal de la instalación

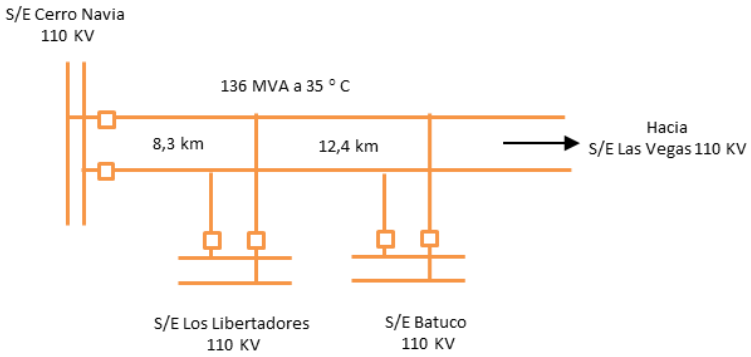


Figura 7.31. Esquema Ltx 2x110 kV Cerro Navia – Los libertadores

Las capacidades informadas por la empresa y las temperaturas utilizadas en el análisis son las presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 7-14 - Capacidades por Temperatura, Línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	MVA	T°	MVA	T°	MVA	T°	MVA
110 kV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores Cto1 y 2	35 °C	135	25 °C	152	25 °C	152	25 °C	152

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores pierde su condición de N-1 en el año 2024 en el escenario verano día, debido a la alta demanda de la instalación y la disminución de la capacidad de la línea, por el aumento de la temperatura ambiente de la época estival.

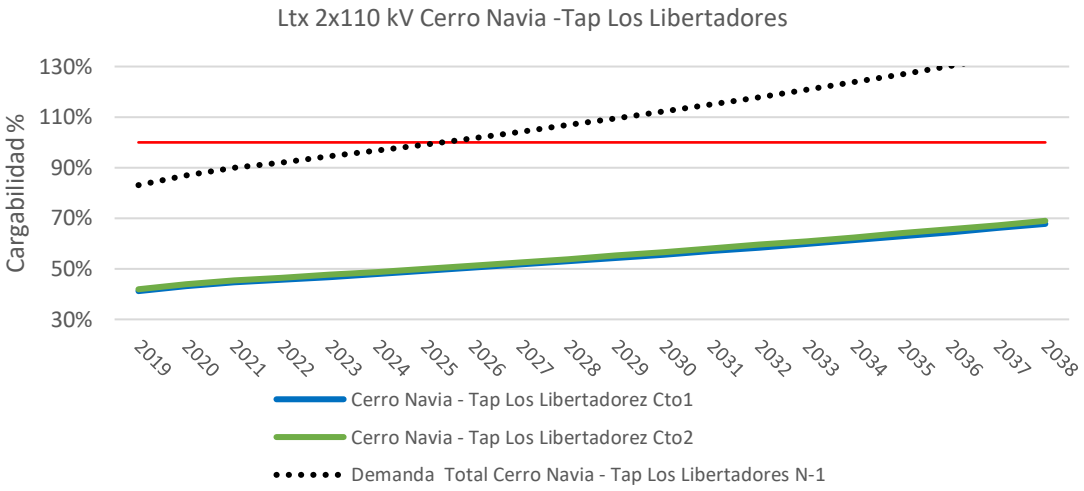


Figura 7.32. Cargabilidad Ltx 2x110 kV Cerro Navia – Los libertadores

Por este motivo se propone el proyecto de "Aumento de Capacidad 2x110 kV Cerro Navia – Tap Los libertadores" de una longitud estimada de 8,3 km a un conductor de al menos 250 MVA de capacidad a 35 °C. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla, donde cabe indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán ratificados en la ingeniería conceptual de este proyecto.

Tabla 7-15 -Valorización estimada de Refuerzo de Ltx 2x110 kV Cerro Navia – Tap Los Libertadores

Ítem	Descripción	Costo Parcial Miles De US$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.069**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**455**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.524**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**417**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.941**

7.4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PROYECTOS EN LA ZONA

En base a la sensibilización a la proyección de demanda mostrada en el capítulo 3.5.1, no se identifican proyectos que puedan ser postergados para propuestas de planificación de la transmisión futuras.

7.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

7.5.1 SISTEMA ZONAL

7.5.1.1 TRANSFORMADORES AT/MT

7.5.1.1.1 S/E CACHAPOAL

La S/E Cachapoal está ubicada en la comuna de Rancagua, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. La figura 7.33 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Cachapoal.

Figura 7.33. Vista aérea de la S/E Cachapoal.

Actualmente la S/E Cachapoal posee dos patios de 66 kV y 15 kV respectivamente. Esta subestación es abastecida desde las líneas 2x66 kV Punta Cortés – Cachapoal, junto con la conexión en tap-off en la línea 1x66 kV Rancagua – Alameda. Las demandas de la S/E Cachapoal son alimentadas mediante dos transformadores:

- Transformador T1 25 MVA 66/15 kV.
- Transformador T2 25 MVA 66/15 kV.

Adicionalmente, la S/E Cachapoal alimenta de forma radial la S/E Machalí, mediante la línea 1x66 kV Cachapoal – Machalí, como se aprecia en la figura 7.34.

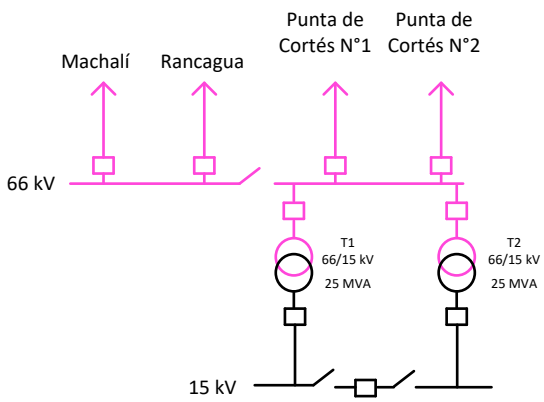


Figura 7.34. Diagrama simplificado de la S/E Cachapoal.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que los transformadores de la S/E Cachapoal se cargan por sobre el 130% al final del horizonte de análisis, estimándose peaks de demanda de 65,2 MVA, superando en 15,2 MVA la capacidad total de la S/E, situación que se manifiesta durante el periodo de invierno. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.35.

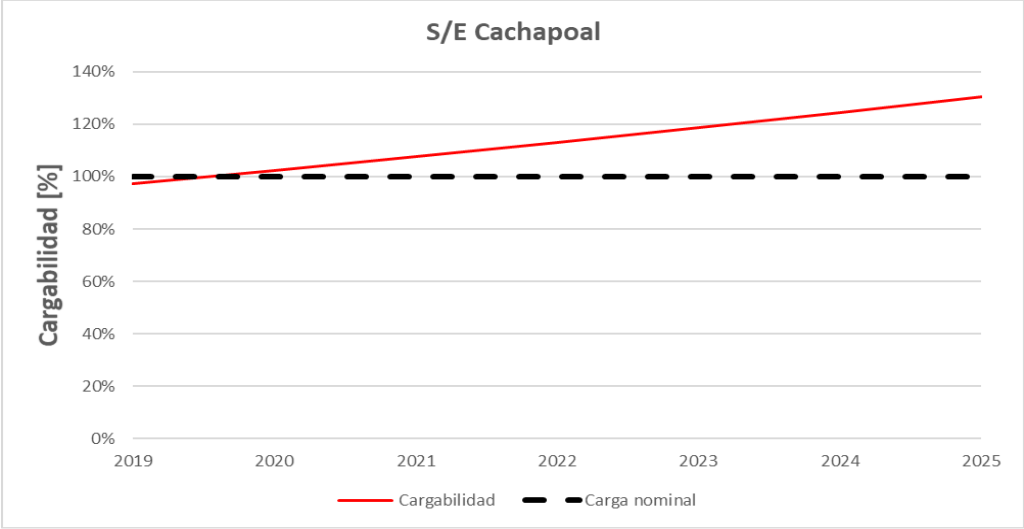


Figura 7.35. Proyección de cargabilidad de los transformadores de la S/E Cachapoal.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un tercer transformador 66/15 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. Se deben ampliar tanto las barras de 66 kV como de 15 kV tal que cuenten con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. Se debe ampliar el patio de 13,8 kV tal que cuente con dos nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-16.

Tabla 7-16. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Cachapoal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	Costo Parcial Miles De US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.905**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**419**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.324**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**384**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.708**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.2 S/E CHIMBARONGO

La S/E Chimbarongo se encuentra ubicada en la comuna de Chimbarongo, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. La figura 7.36 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Chimbarongo.

Figura 7.36. Vista aérea de la S/E Chimbarongo.

Actualmente la S/E Chimbarongo posee dos patios de 66 kV y 15 kV respectivamente Esta subestación es abastecida desde la conexión en tap-off en la línea 1x66 kV San Fernando – Teno. Las demandas de la S/E Chimbarongo son alimentadas mediante dos transformadores AT/MT:

- Transformador T1 9,4 MVA 66/15 kV.
- Transformador T2 9,4 MVA 66/15 kV.

La figura 7.37 muestra un diagrama simplificado de esta subestación.

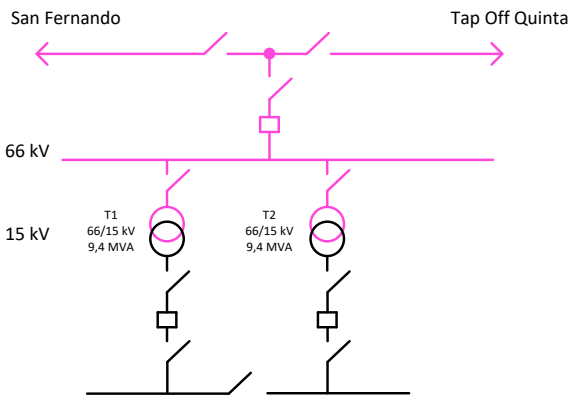


Figura 7.37. Diagrama simplificado de la S/E Chimbarongo.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el par de transformadores de la S/E Chimbarongo se carga por sobre el 100% al final del horizonte de análisis, situación que se manifiesta durante el periodo de verano. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.38.

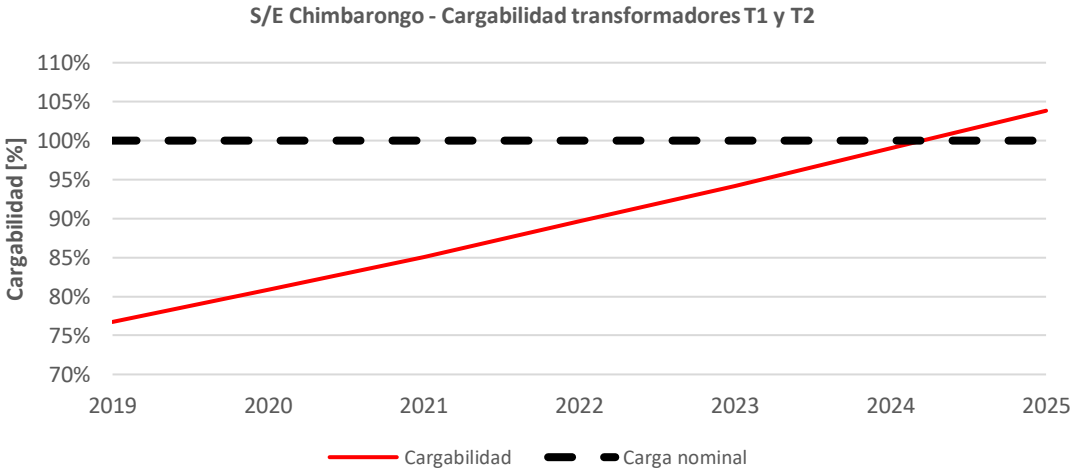


Figura 7.38. Proyección de cargabilidad de los transformadores de la S/E Chimbarongo.

El proyecto propuesto consiste en el reemplazo del transformador N°2 66/15 kV, 9,4 MVA por un nuevo transformador de 20 MVA, normalizando sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que permita el control de las variaciones de tensión de la zona. Se debe ampliar el patio de 13,8 kV tal que cuente con dos nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-17.

Tabla 7-17. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Chimbarongo.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.314**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**289**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.603**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**265**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.868**

Estos valores se construyeron a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.3 S/E COCHARCAS

La S/E Cocharcas se encuentra ubicada en la comuna de Chillán, la cual pertenece a la Región del Maule. La figura 7.39 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Cocharcas.

Figura 7.39. Vista aérea de la S/E Cocharcas.

Actualmente la S/E Cocharcas posee tres transformadores AT/MT:

- Transformador T1 4,2 MVA 66/15 kV – CGE.
- Transformador T2 5 MVA 66/15 Kv – CGE.
- Transformador T1 12 MVA 66/13,8 Kv – COPELEC.

La S/E Cocharcas no solo alimenta los consumos propios en 15 kV sino que también a la S/E Hualte 66 kV y la demanda de Cocharcas FFCC; lo anterior, mediante la obtención de energía a través de la línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas y la línea 1x66 kV San Carlos – Cocharcas. La figura 7.40 muestra un diagrama simplificado de la S/E Cocharcas.

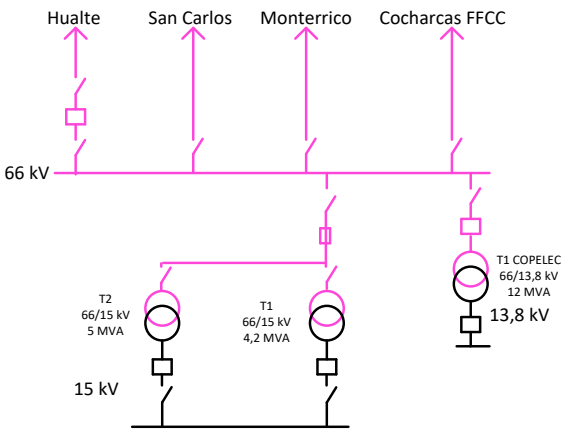


Figura 7.40. Diagrama simplificado de la S/E Cocharcas.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que tanto el transformador T1 de CGE como el transformador T1 de COPELEC se cargan por cercano al 100% al final del horizonte de análisis, situación que se manifiesta durante el periodo de verano. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.41

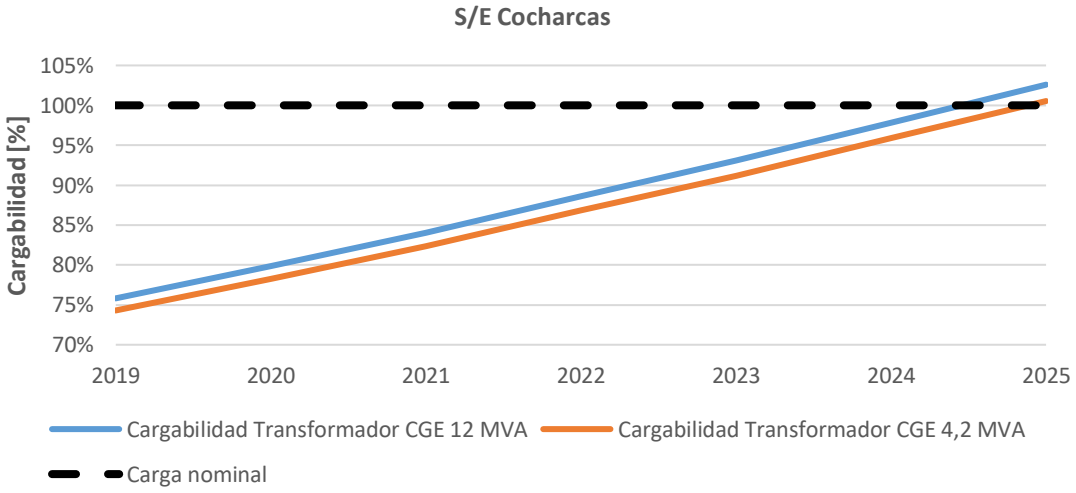


Figura 7.41. Proyección de cargabilidad de los transformadores de la S/E Cocharcas.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un nuevo transformador 66/MT de 10 MVA.

El transformador debe contar con un CTBC que permita el control de las variaciones de tensión de la zona. Las obras deben considerar la instalación del nuevo transformador, junto con los paños de transformación y al menos la posibilidad para conexión de dos nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-18.

Tabla 7-18. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Cocharcas.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.225**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**452**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.677**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**277**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.954**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.4 S/E FÁTIMA

La S/E Fátima se encuentra ubicada en la comuna de Paine, la cual pertenece a la Región Metropolitana. La figura 7.42 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Fátima.

Figura 7.42. Vista aérea de la S/E Fátima.

Actualmente la S/E Fátima posee tres transformadores AT/MT:

- Transformador T1 30 MVA 69/15,3 kV.
- Transformador T2 30 MVA 69/15,3 kV.
- Transformador T3 Tinguiririca 75/75/25 MVA 154/66/13,8 kV.

La S/E Fátima se alimenta desde 154 kV en configuración tap-off a ambas líneas 2x154 kV Alto Jahuel - Tinguiririca Esta subestación no solo alimenta sus propias demandas, sino que también subestaciones aledañas a través de las líneas 1x66 kV Fátima – Paine, 1x66 kV Fátima – Hospital, 1x66 kV Fátima – Buin y 1x66 kV Fátima – Paine. La figura 7.43 muestra un diagrama simplificado de la S/E Fátima.

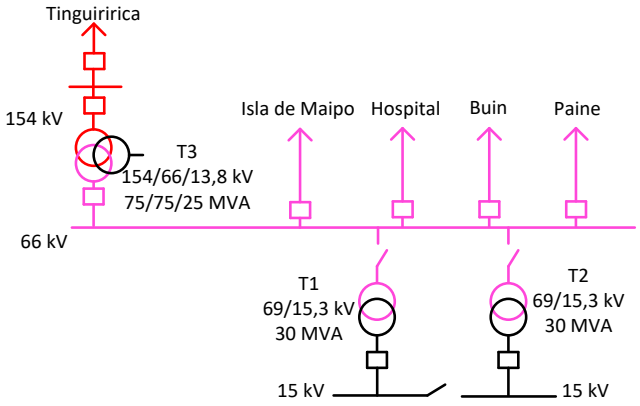


Figura 7.43. Diagrama simplificado de la S/E Fátima.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la S/E Fátima, dada las demandas en la barra de 15 kV, posee una carga cercana al 120% de su capacidad nominal, estimándose respectivamente peaks de 70,7 MVA, superando parcialmente la capacidad de ambos transformadores, situación que se manifiesta durante el periodo de verano. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.44.

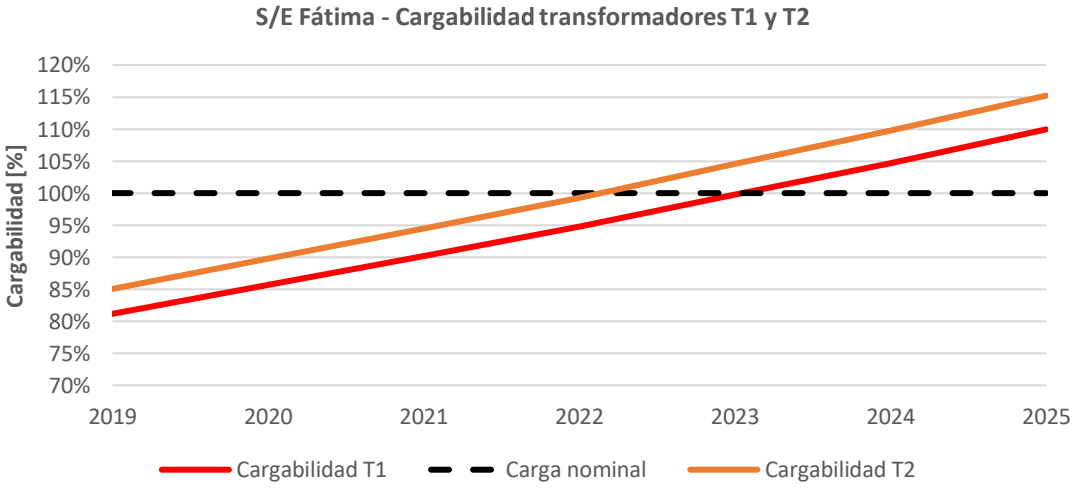


Figura 7.44. Proyección de cargabilidad de los transformadores de la S/E Fátima.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un tercer transformador 69/15,3 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona. Se deben ampliar tanto las barras de 66 kV como de 15 kV tal que cuenten con al menos una posición disponible para el paño del nuevo

transformador. Se debe ampliar el patio de 15,3 kV tal que cuente con dos nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-19.

Tabla 7-19. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Fátima.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.608**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**354**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.962**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**323**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.285**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.5 S/E HUALTE

La S/E Hualte se encuentra ubicada en la comuna de Ninhue, la cual pertenece a la Región de Ñuble. La figura 7.45 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Hualte.

Figura 7.45. Vista aérea de la S/E Hualte.

Actualmente la S/E Hualte posee tres transformadores AT/MT:

- Transformador T1 10 MVA 66/33-23 kV.
- Transformador T2 2 MVA 66/13,8 kV.
- Transformador T3 2 MVA 66/13,8 kV.

La S/E Hualte se alimenta a través de la línea 1x66 kV Cocharcas – Hualte, abasteciendo no solo las demandas propias de la subestación, sino que las de la S/E Quirihue a través de la línea 1x33 kV Hualte - Quirihue. La figura 7.46 muestra un diagrama simplificado de la S/E Hualte.

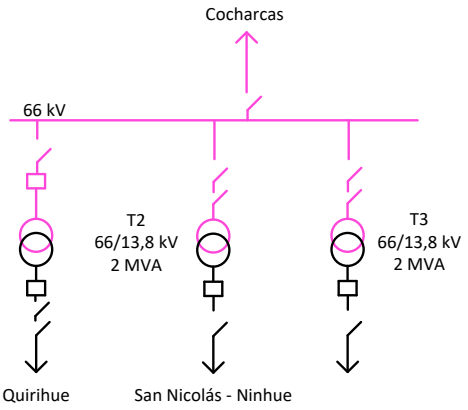


Figura 7.46. Diagrama simplificado de la S/E Hualte.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador de 10 MVA 66/33-23 kV posee una carga cercana al 120% de su capacidad nominal, estimándose respectivamente peaks de 12,6 MVA, superando parcialmente la capacidad de este transformador, situación que se manifiesta durante el periodo de primavera. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.47.

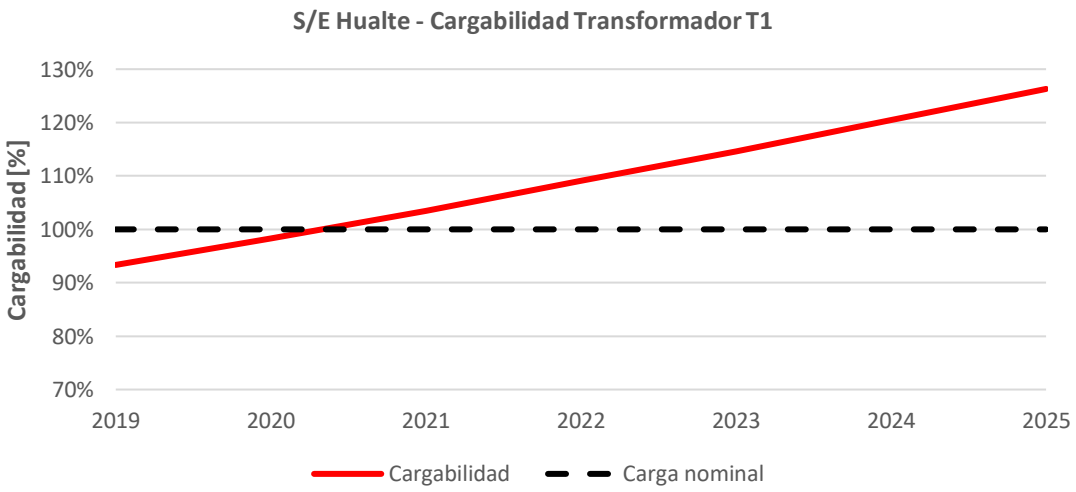


Figura 7.47. Proyección de cargabilidad de los transformadores de la S/E Hualte.

El proyecto propuesto consiste en un nuevo transformador N°2 66/33-23 kV 15, normalizando sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona. Se debe ampliar el patio de 33 kV tal que cuente con un nuevo alimentador. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-20.

Tabla 7-20. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Hualte.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.025**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**226**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.251**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**206**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.457**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.6 S/E MARCHIGÜE

La S/E Marchigüe se encuentra ubicada en la comuna de Marchigüe, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. La figura 7.48 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Marchigüe.

Figura 7.48. Vista aérea de la S/E Marchigüe.

Actualmente la S/E Marchigüe posee un transformador AT/MT de 10 MVA 66/13,8 kV y un transformador AT/MT de 10 MVA 66/24-13,8 kV. Esta subestación obtiene su energía a través de las líneas 1x66 kV Lihueimo – Marchigüe y 1x66 kV Portezuelo – Marchigüe. La S/E Marchigüe no solo alimenta las demandas de esta subestación, sino que adicionalmente alimenta de forma radial

la S/E Alcones, a través de la línea 1x66 kV Marchigüe – Alcones. La figura 7.49 muestra un diagrama simplificado de la S/E Marchigüe..

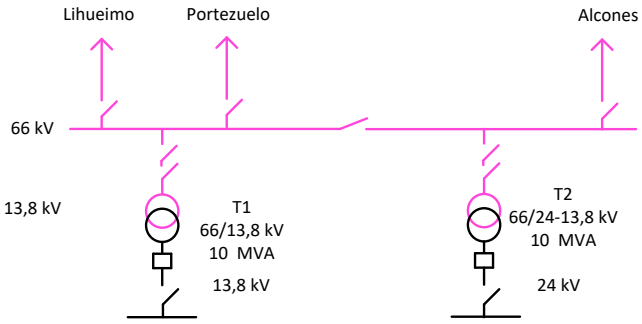


Figura 7.49. Diagrama simplificado de la S/E Marchigüe.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que tanto el transformador T1 como el transformador T2 poseen carga por sobre el 115% de su capacidad, situación que se presenta respectivamente en verano y primavera. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.50.

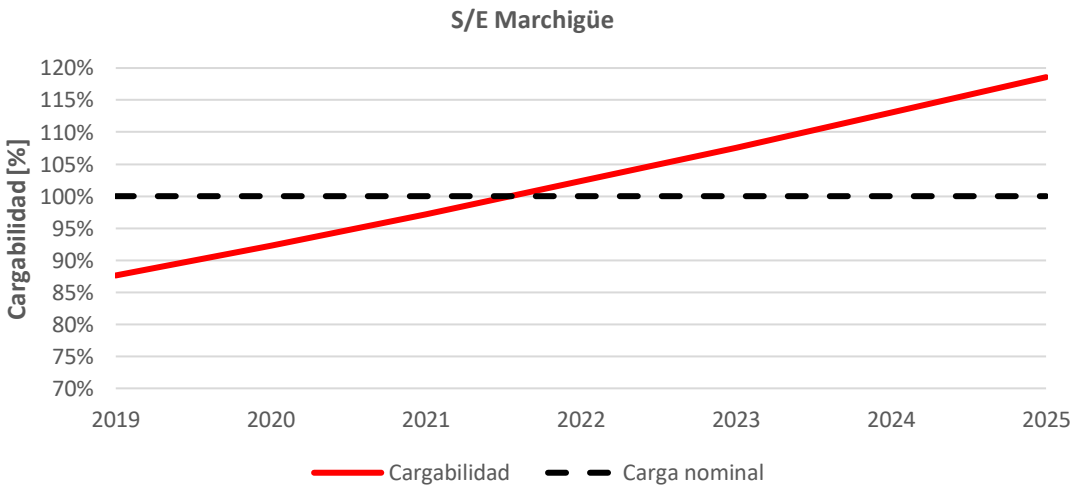


Figura 7.50. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E Marchigüe.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un nuevo transformador 66/24-13,8 kV de 20 MVA. El transformador debe contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona. Las obras deben considerar la instalación del nuevo transformador, junto con los paños de transformación y al menos la posibilidad para conexión de dos nuevos alimentadores.

Tabla 7-21. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Marchigüe.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.514**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**487**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.000**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**324**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.324**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.7 S/E PARRONAL

La S/E Parronal se encuentra ubicada en la comuna de Hualañe, la cual pertenece a la Región del Maule. La figura 7.51 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Parronal.

Figura 7.51. Vista aérea de la S/E Parronal.

Actualmente la S/E Parronal posee dos transformadores AT/MT:

- Transformador T1 10 MVA 66/13,8 kV.
- Transformador T2 15 MVA 65/65 kV.

Esta subestación obtiene su energía a través de la línea 1x66 kV Villa Prat – Parronal. La S/E Parronal no solo alimenta las demandas de esta subestación , sino que adicionalmente alimenta de forma radial la S/E Hualañé, a través de la línea 1x66 kV Parronal – Hualañé. La figura 7.52 muestra un diagrama simplificado de la S/E Parronal.

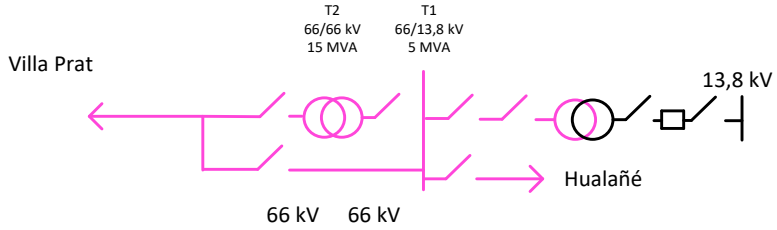


Figura 7.52. Diagrama simplificado de la S/E Parronal.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador T1 de la S/E posee una carga cercana al 110% de su capacidad nominal, al final del horizonte de análisis, situación que se manifiesta durante el periodo de verano. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.53.

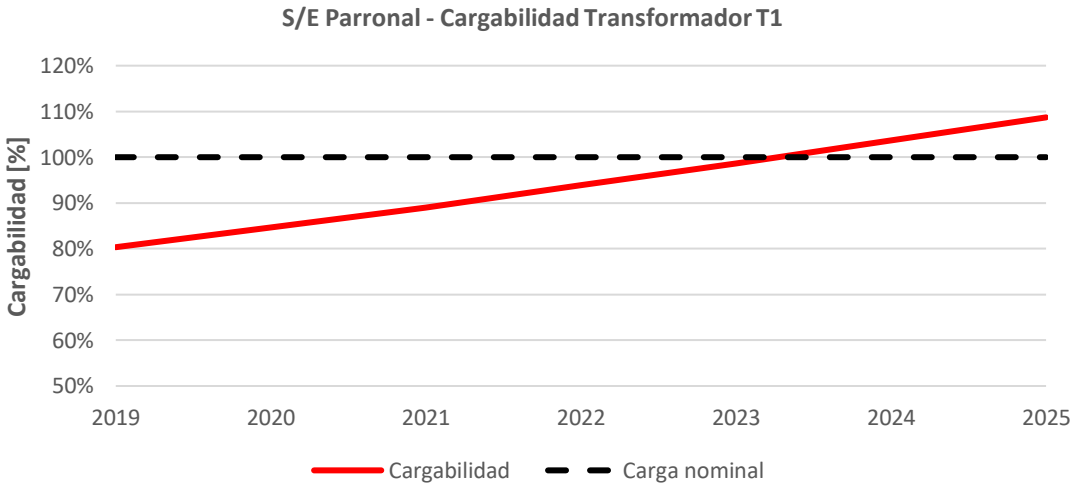


Figura 7.53. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E Parronal.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/13,8 kV, 10 MVA. El transformador debe contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona. Las obras deben considerar la instalación del nuevo transformador, junto con los paños de transformación y al menos la posibilidad para conexión de dos nuevos alimentadores. Adicionalmente, se debe normalizar la barra de 66 kV, junto con la inclusión del paño de línea para la conexión del tap off.
El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-22.

Tabla 7-22. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Parronal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.433**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**508**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.941**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**320**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.261**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.8 S/E PLACILLA

La S/E Placilla se encuentra ubicada en la comuna de Placilla, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. La figura 7.54 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Placilla.

Figura 7.54. Vista aérea de la S/E Placilla.

Actualmente la S/E Placilla posee un transformador AT/MT de 10 MVA 66/24-14,4 kV. Esta subestación obtiene su energía a través de las líneas 1x66 kV Nancagua – Placilla y 1x66 kV San Fernando – Placilla. La figura 7.55 muestra un diagrama simplificado de la S/E Placilla.

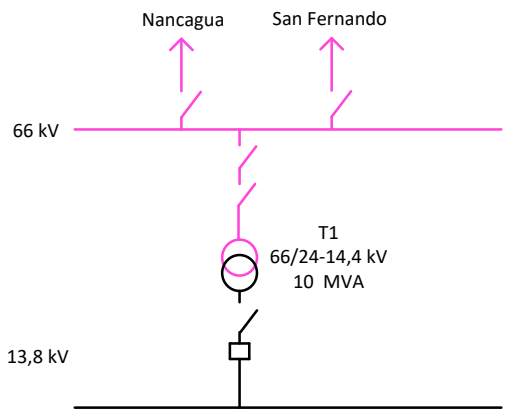


Figura 7.55. Diagrama simplificado de la S/E Placilla.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador T1 posee una carga cercana al 100%, situación que se presenta en otoño. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.56.

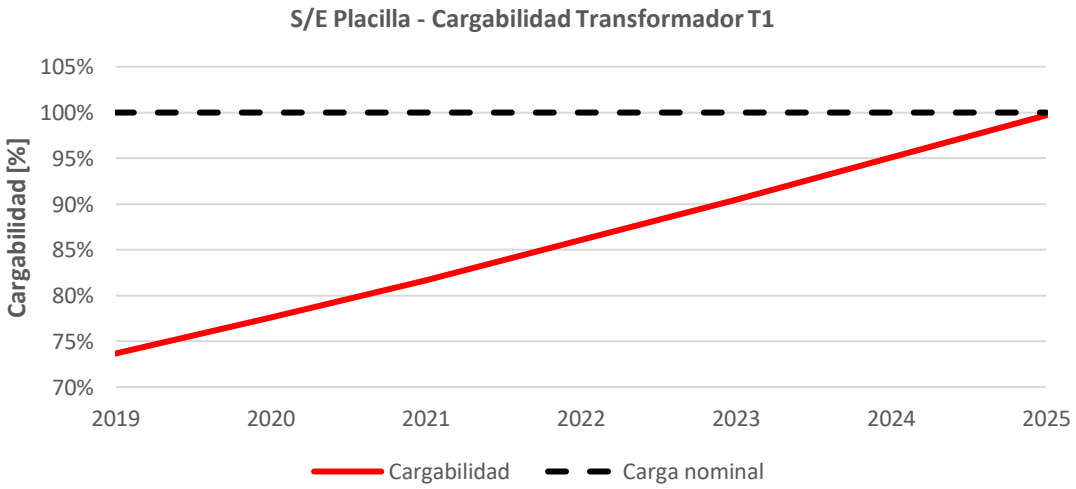


Figura 7.56. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E Placilla.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/13,2 kV, 10 MVA. El transformador debe contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona. Las obras deben considerar la instalación del nuevo transformador, junto con los paños de transformación y al menos la posibilidad para conexión de dos nuevos alimentadores.
El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-23.

Tabla 7-23. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Placilla.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.235**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**453**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.688**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**279**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.967**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.9 S/E QUIRIHUE

La S/E Quirihue se encuentra ubicada en la comuna de Quirihue, la cual pertenece a la Región de Ñuble. La figura 7.57 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Quirihue.

Figura 7.57. Vista aérea de la S/E Quirihue.

Actualmente la S/E Quirihue posee un transformador AT/MT de 10 MVA 33/23 kV y un transformador AT/MT de 5 MVA 23/13,8 kV. Esta subestación obtiene su energía a través de la línea 1x33 kV Hualte – Quirihue. La figura 7.58 muestra un diagrama simplificado de la S/E Quirihue.

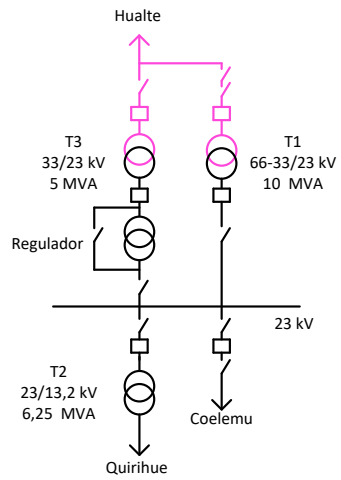


Figura 7.58. Diagrama simplificado de la S/E Quirihue.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador T1 alcanzará una carga cercana al 105%, situación que se presenta en primavera. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.59.

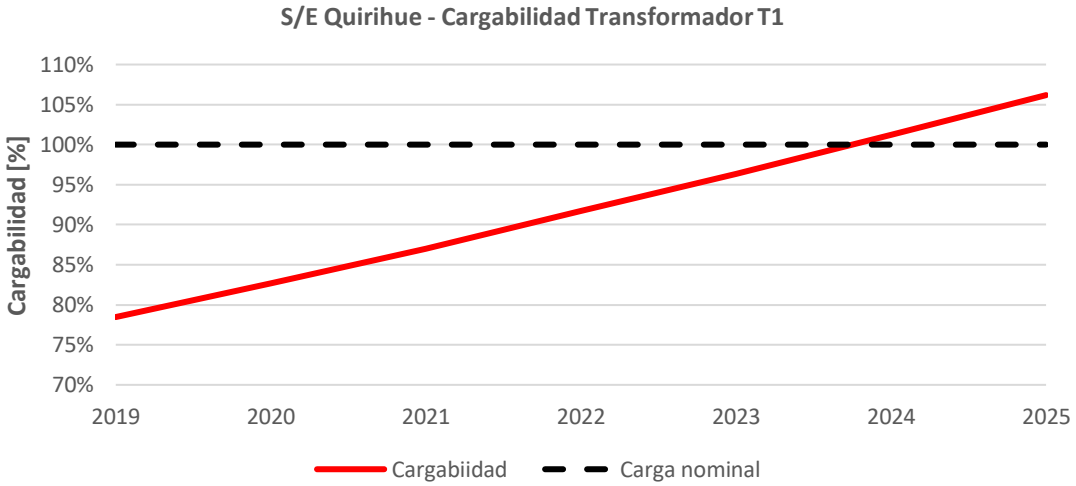


Figura 7.59. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E Quirihue.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 33/23 kV, 10 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que le permita controlar las variaciones de tensión de la zona. Se deben ampliar tanto las barras de 33 kV como de 23 kV tal que cuenten con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. Se debe ampliar el patio de 23 kV tal que cuente con dos nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-24.

Tabla 7-24. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Quirihue.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.875**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**413**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.288**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**377**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.665**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.10 S/E RAUQUÉN

La S/E Rauquén se encuentra ubicada en la comuna de Curicó, la cual pertenece a la Región del Maule. La figura 7.60 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Rauquén.

Figura 7.60. Vista aérea de la S/E Rauquén.

Actualmente la S/E Rauquén posee un transformador AT/MT de 25 MVA 66/13,2 kV y otro de 30 MVA 66/13,2 kV. Esta subestación obtiene su energía a través de la línea 1x66 kV Curicó – Teno. La figura 7.61 muestra un diagrama simplificado de la S/E Rauquén.

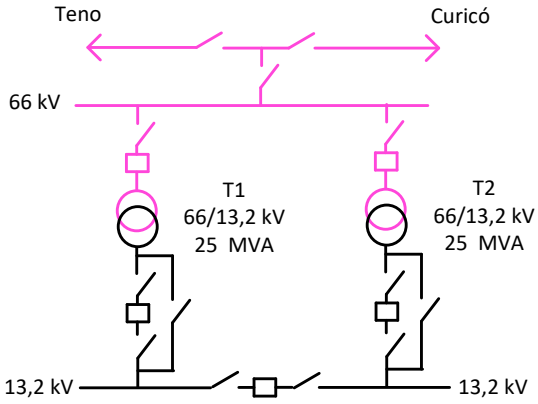


Figura 7.61. Diagrama simplificado de la S/E Rauquén.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador T2 alcanzará una carga cercana al 100%, situación que se presenta en verano. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.62.

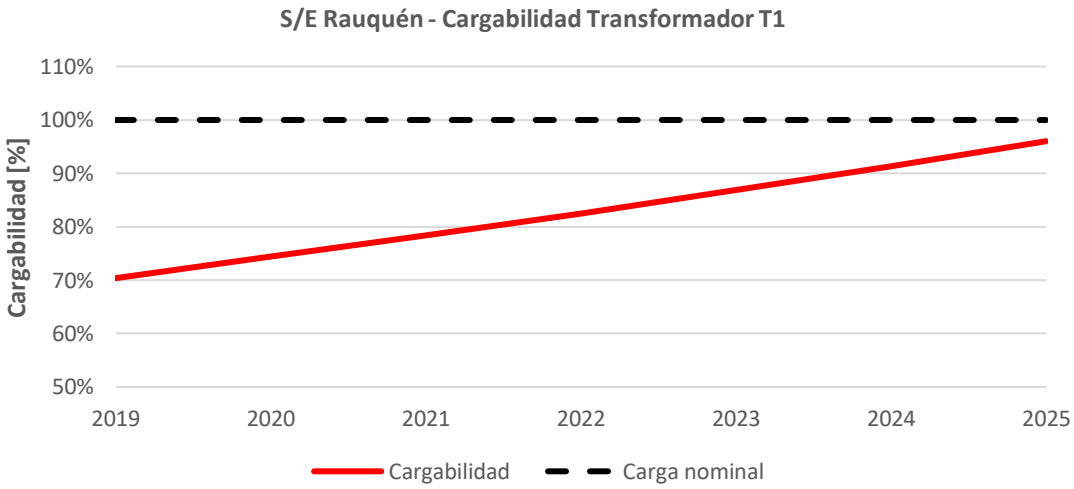


Figura 7.62. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E Rauquén.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/13,2 kV 15 MVA en la barra principal N°2 de 13,2 kV. El transformador debe contar con un CTBC que le permita controlar las variaciones de tensión de la zona. Las obras deben considerar la instalación del nuevo transformador, junto con los paños de transformación y al menos la posibilidad para conexión de tres nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-25.

Tabla 7-25. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Rauquén.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**519**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.045**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**338**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.383**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las tres posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.11 S/E SAN MIGUEL

La S/E San Miguel se encuentra ubicada en la comuna de Talca, la cual pertenece a la Región del Maule. La figura 7.63 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E San Miguel.

Figura 7.63. Vista aérea de la S/E San Miguel.

Actualmente la S/E San Miguel posee un transformador AT/MT de 16,6 MVA 66/15 kV. Esta subestación obtiene su energía a través de la línea 1x66 kV Maule - Talca. La figura 7.64 muestra un diagrama simplificado de la S/E San Miguel.

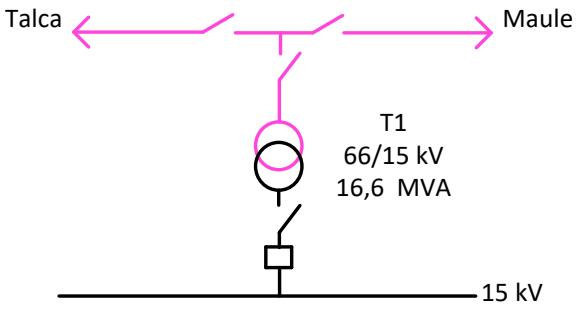


Figura 7.64. Diagrama simplificado de la S/E San Miguel.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador T1 alcanzará una carga cercana al 100%, situación que se presenta en verano. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.65.

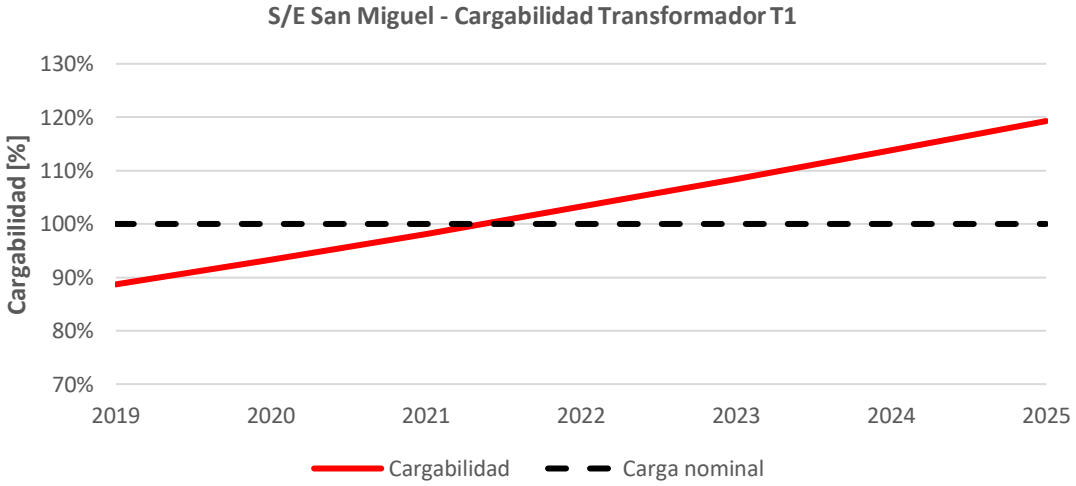


Figura 7.65. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E San Miguel.

El proyecto propuesto consiste en la normalización de la S/E San Miguel, tal que contemple una barra de 66 kV, normalizando el paño de AT del transformador T1. Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de un segundo transformador 66/15 kV de 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que le permita controlar las variaciones de tensión de la zona. Se deben considerar las posiciones disponibles para el nuevo transformador tanto en la nueva barra de 66 kV como en la actual barra de 15 kV. Se debe ampliar el patio de 15 kV tal que cuente con dos nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-26.

Tabla 7-26. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E San Miguel.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**2.265**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**498**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.763**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**456**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.219**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

Si bien el Coordinador ha identificado la necesidad de esta obra en el proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020, este proyecto ha sido presentado en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de Transmisión 2019 de la CNE, motivo por el cual no será incorporado como recomendación en el informe “Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020”.

7.5.1.1.12 S/E SAN RAFAEL

La S/E San Rafael se encuentra ubicada en la comuna de San Rafael, la cual pertenece a la Región del Maule. La figura 7.66 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E San Rafael.

Figura 7.66. Vista aérea de la S/E San Rafael.

Actualmente la S/E San Rafael posee un transformador AT/MT de 16 MVA 66/15 kV. Esta subestación obtiene su energía a través de la línea 1x66 kV Itahue - Talca. La figura 7.67 muestra un diagrama simplificado de la S/E San Rafael .

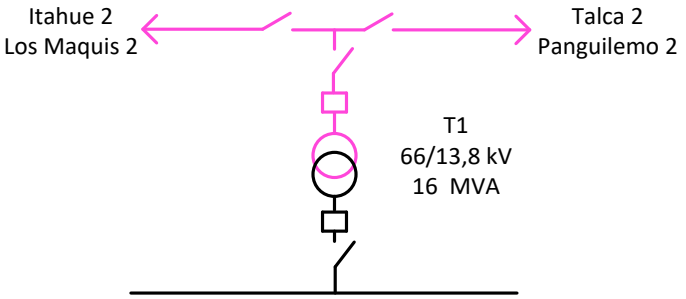


Figura 7.67. Diagrama simplificado de la S/E San Rafael.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador T1 posee una carga por sobre el 100%; al respecto, es importante destacar, que las demandas máximas han sido registradas en verano. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.68.

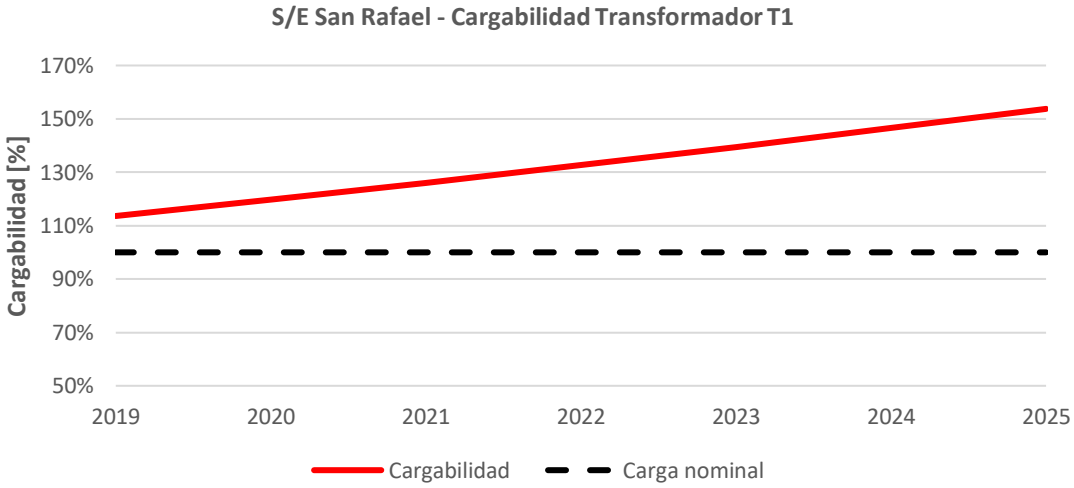


Figura 7.68. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E San Rafael.

El proyecto propuesto consiste en la normalización de la S/E San Rafael, tal que contemple una barra de 66 kV, normalizando el paño de AT del transformador T1. Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de un segundo transformador 66/13,8 kV de 16 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona. Se deben considerar las posiciones disponibles para el nuevo transformador tanto en la nueva barra de 66 kV como en la actual barra de 13,8 kV. Se debe ampliar el patio de 13,8 kV tal que cuente con dos nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-27.

Tabla 7-27. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E San Rafael.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**2.720**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**598**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.318**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**548**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.866**

Estos valores se construyeron a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.13 S/E SANTA ELISA

La S/E Santa Elisa se encuentra ubicada en la comuna de Chillán Viejo, la cual pertenece a la Región de Ñuble. La figura 7.69 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Santa Elisa.

Figura 7.69. Vista aérea de la S/E Santa Elisa.

Actualmente la S/E Santa Elisa posee un transformador de 8 MVA 33/23 kV y un transformador de 4 MVA 33/23 kV. Esta subestación obtiene su energía a través de la línea 1x33 kV Tap – Off Lajuelas – Santa Elisa. La figura 7.70 muestra un diagrama simplificado de la S/E Santa Elisa.

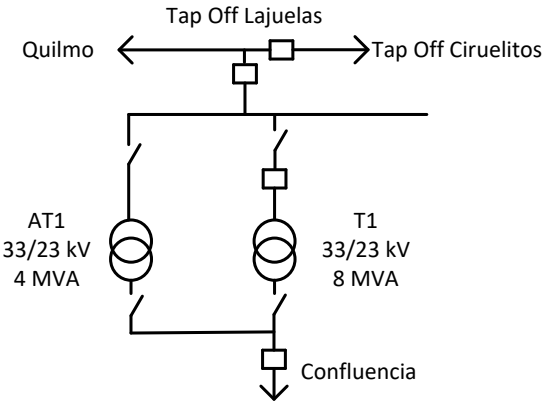


Figura 7.70. Diagrama simplificado de la S/E Santa Elisa.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador T1 alcanzará una carga por sobre el 100%, la cual se manifiesta en periodos de primavera. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.71.

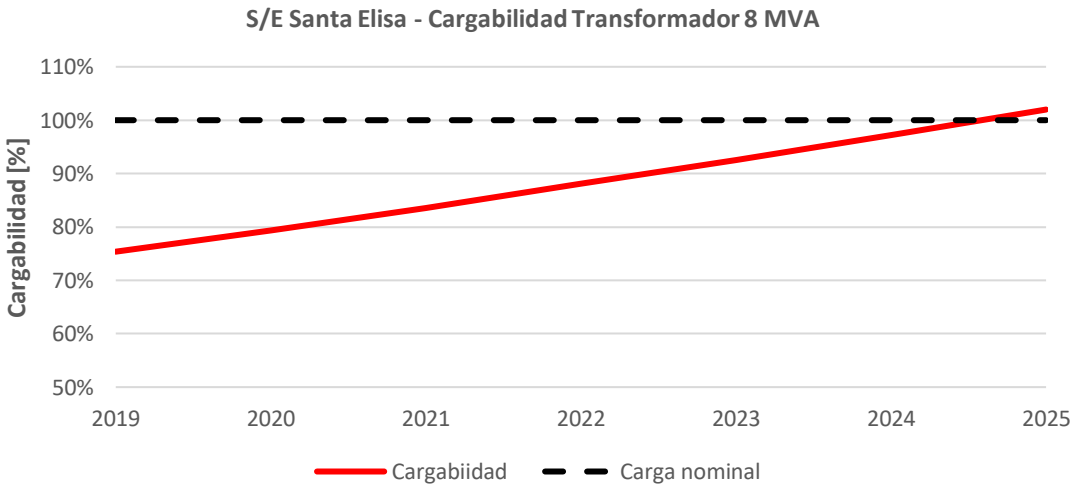


Figura 7.71. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E Santa Elisa.

El proyecto propuesto consiste en el reemplazo del transformador N°1 33/23 kV 8 MVA por un nuevo transformador de 15 MVA, normalizando sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que le permita controlar las variaciones de tensión de la zona. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-28.

Tabla 7-28. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Santa Elisa.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.215**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**267**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.482**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**245**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.727**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

Si bien el Coordinador ha identificado la necesidad de esta obra en el proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020, este proyecto ha sido presentado en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de Transmisión 2019 de la CNE, motivo por el cual no será incorporado como recomendación en este informe “Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020”.

7.5.1.1.14 S/E SANTA ELVIRA – S/E QUILMO II

La S/E Santa Elvira se encuentra ubicada en la comuna de Chillán, la cual pertenece a la Región de Ñuble. La figura 7.72 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Santa Elvira.

Figura 7.72. Vista aérea de la S/E Santa Elvira.

Actualmente la S/E Santa Elvira posee dos transformadores AT/MT de 25 MVA 66/15 kV. Esta subestación obtiene su energía a través de la línea 1x66 kV Tap Off El Nevado – Santa Elvira y también desde la central Nueva Aldea. La figura 7.73 muestra un diagrama simplificado de la S/E Santa Elvira.

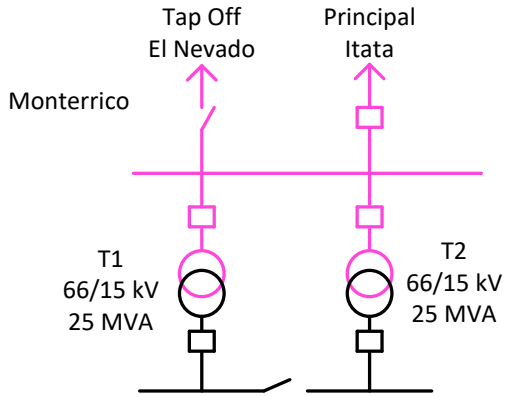


Figura 7.73. Diagrama simplificado de la S/E Santa Elvira.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que tanto el transformador T1 como el transformador T2 poseen una carga por sobre el 100%, la cual se manifiesta en periodos de primavera. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.74.

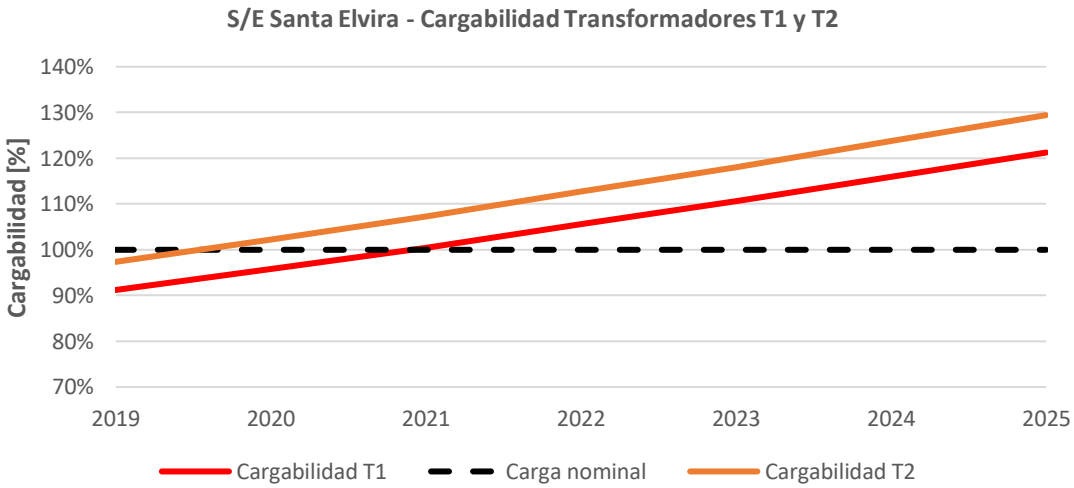


Figura 7.74. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E Santa Elvira.

En virtud de los análisis desarrollados, se propone la instalación de un nuevo transformador de 20 MVA 66/15 kV con CTBC, para atender los requerimientos de demanda de la zona en la S/E Los Quilmos II.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-29.

Tabla 7-29. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Santa Elvira.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**2.245**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**494**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.739**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**452**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.191**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.15 S/E TALCA

La S/E Talca se encuentra ubicada en la comuna de Chillán, la cual pertenece a la Región del Maule. La figura 7.75 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Talca.

Figura 7.75. Vista aérea de la S/E Talca.

Actualmente la S/E Talca posee cuatro transformadores AT/MT, detallados a continuación:

- Transformador T1, 30 MVA 66/15 kV;
- Transformador T2, 30 MVA 66/15 kV;
- Transformador T3, 10 MVA 66/13,8 kV;
- Transformador T4, 30 MVA 66/15 kV.

Esta S/E obtiene su energía a través de las líneas 2x66 kV Maule – Talca, 1x66 kV La Palma – Talca, y la línea 2x66 kV Panguilemo – Talca. Adicionalmente, la S/E Talca no solo alimenta las demandas en 15 kV de la S/E, sino que aquellas en la S/E Piduco a través de la línea 1x66 kV Talca – Piduco y las demandas de la S/E San Clemente, a través de la línea 1x66 kV Talca – San Clemente. La figura 7.76 muestra un diagrama simplificado de la S/E Talca.

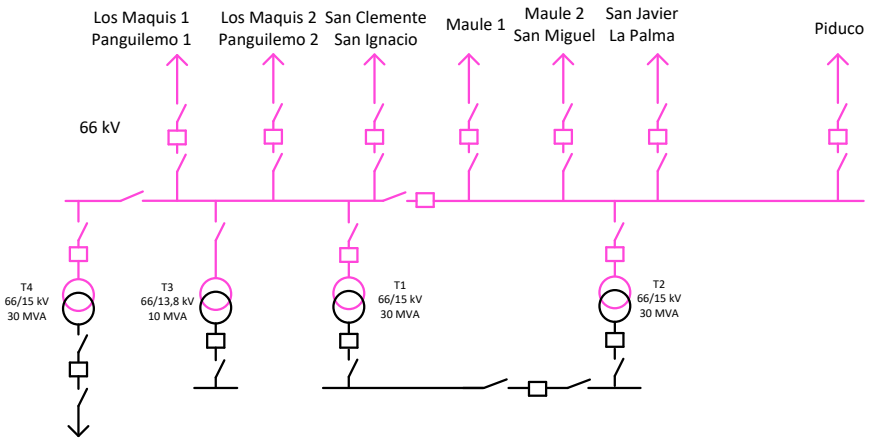


Figura 7.76. Diagrama simplificado de la S/E Talca.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que independiente a la distribución de cargas que se puedan realizar en niveles de media tensión, los cuatro transformadores presentarían cargas por sobre el 100%. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.77.

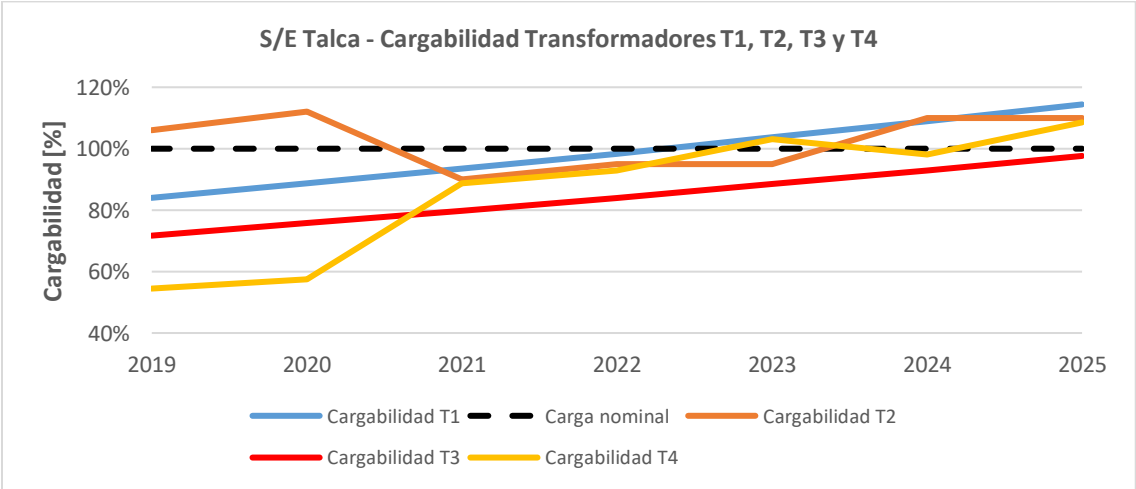


Figura 7.77. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E Talca.

El proyecto propuesto consiste en un nuevo transformador 66/15 kV de 30 MVA, normalizando sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que permita el control de las variaciones de tensión de la zona. Se debe ampliar el patio de 15 kV tal que cuente con dos nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-30.

Tabla 7-30. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Talca.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.547**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**491**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.038**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**336**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.374**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.1.16 S/E TRES ESQUINAS

La S/E Tres Esquinas se encuentra ubicada en la comuna de Bulnes, la cual pertenece a la Región de Ñuble. La figura 7.78 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Tres Esquinas.

Figura 7.78. Vista aérea de la S/E Tres Esquinas.

Actualmente la S/E Tres Esquinas posee dos transformadores AT/MT, detallados a continuación:

- Transformador T1, 10 MVA 66/13,8 kV;
- Transformador T2, 8 MVA 66/13,8 kV;

Esta subestación obtiene su energía a través de la línea 1x66 kV Tap – Off Tres Esquinas – Tres Esquinas. Este Tap – Off está asociado a la línea Charrúa - Chillán. La figura 7.79 muestra un diagrama simplificado de la S/E Tres Esquinas.

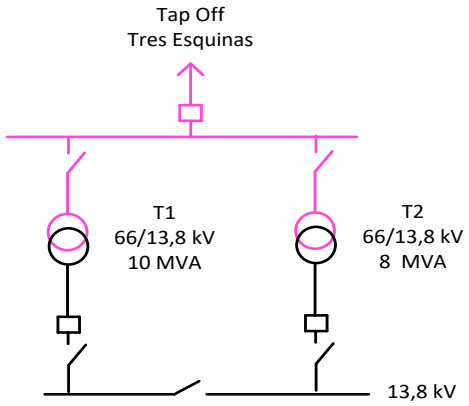


Figura 7.79. Diagrama simplificado de la S/E Tres Esquinas.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que los dos transformadores de la S/E Tres Esquinas, presentan sobrecarga durante el horizonte de análisis, según se observa en la figura 7.80.

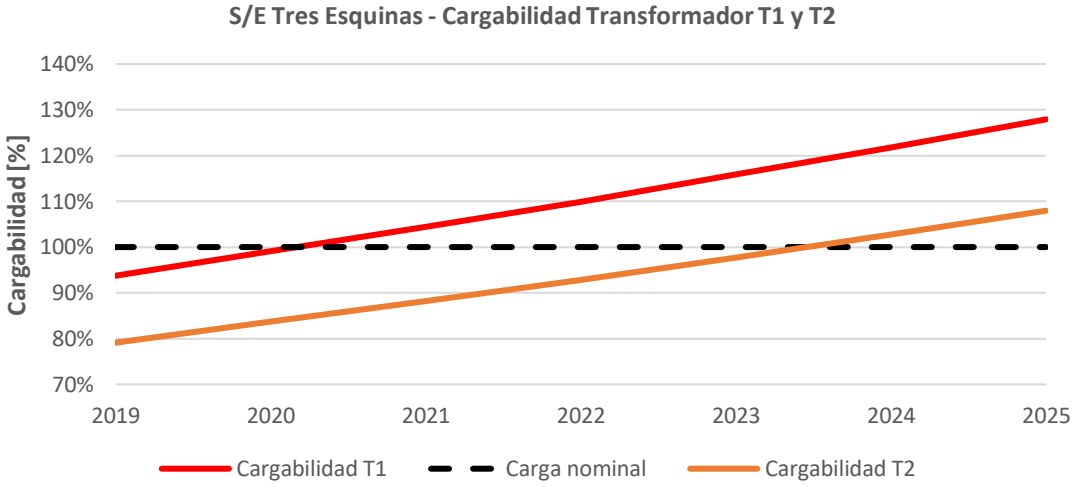


Figura 7.80. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E Tres Esquinas.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un nuevo transformador 66/13,2 kV 25 MVA. El transformador debe contar con un CTBC que permita el control de las variaciones de tensión de la zona. Las obras deben considerar la instalación del nuevo transformador, junto con los paños de transformación y al menos la posibilidad para conexión de cuatro nuevos alimentadores. Adicionalmente, se debe considerar la ampliación de la barra de 66 kV. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-31.

Tabla 7-31. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Tres Esquinas.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.557**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**492**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.049**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**338**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.387**

Estos valores se construyeron a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las cuatro posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.2 TRANSFORMADORES AT/AT

7.5.1.2.1 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E PUNTA DE CORTÉS

La S/E Punta de Cortés se encuentra ubicada en la comuna de Rancagua, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. La figura 7.81 muestra una vista área de la S/E Punta de Cortés.

Figura 7.81. Vista aérea de la S/E Punta de Cortés.

Actualmente la S/E Punta de Cortés posee tres transformadores:

- Transformador T1 56 MVA 154/69/13,8 kV.
- Transformador T2 36/48/60 MVA 154/69/13,8 kV.
- Transformador T3 60/75 MVA 154/69/14,8 kV.

Adicionalmente, la S/E Punta de Cortés alimenta las SS/EE Lo Miranda, Cachapoal y Tuniche, como se aprecia en la figura 7.82.

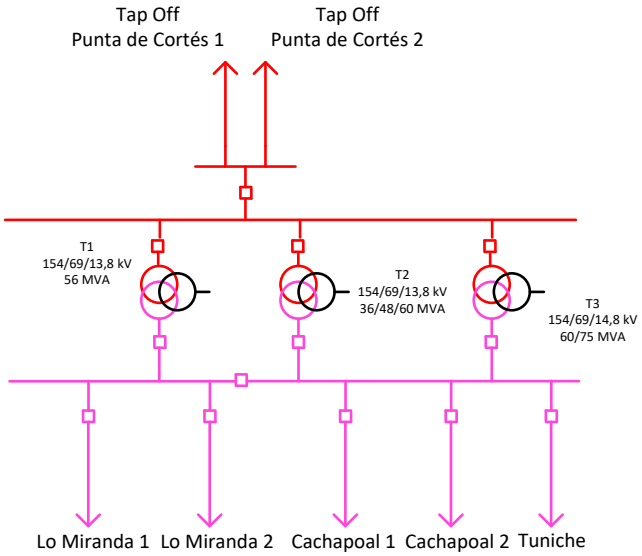


Figura 7.82. Diagrama simplificado de la S/E Punta de Cortés.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador T1 de la S/E Punta de Cortés presenta sobrecarga por sobre el 110% durante el horizonte de análisis, según se observa en la figura 7.83.

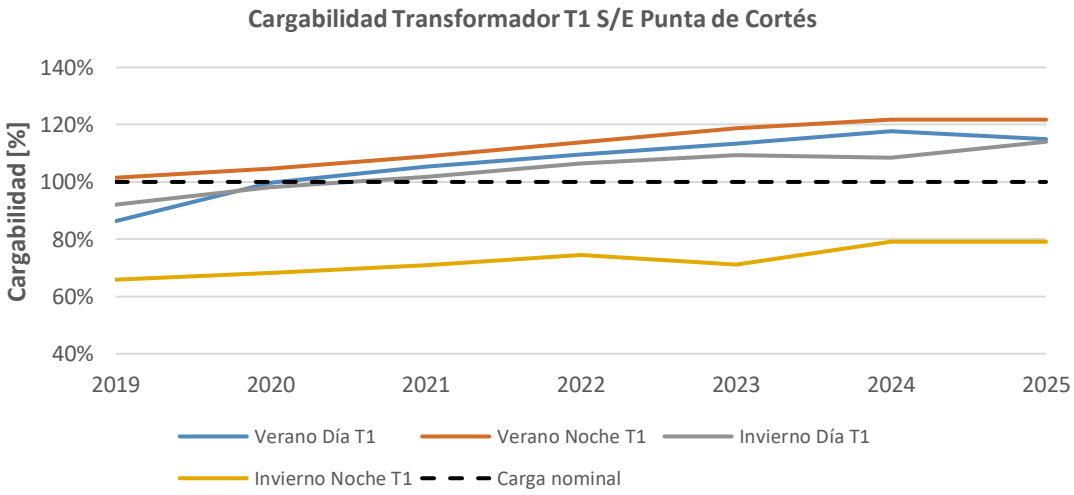


Figura 7.83. Proyección de cargabilidad del transformador T1 de la S/E Punta de Cortés.

El proyecto propuesto consiste en un nuevo transformador de 154/69/13,8 kV de 60/75 MVA con posibilidad de conexión tanto en la barra de la sección 1 y 3 en 69 kV. El proyecto debe considerar los respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que permita el control de las variaciones de tensión de la zona. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-32.

Tabla 7-32. Valorización de la obra de Nuevo Transformador AT/AT en S/E Punta de Cortés.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**2.989**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**679**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.668**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**606**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.274**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.2.2 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E TENO

La S/E Teno se encuentra ubicada en la comuna de Curicó, Región del Maule. La figura 7.84 muestra una vista área de la S/E. Teno.

Figura 7.84. Vista aérea de la S/E Teno.

Actualmente la S/E Teno posee 5 transformadores:

- Transformador T1 33 MVA 154/14,4 kV.
- Transformador T2 33 MVA 154/14,4 kV.
- Transformador T3 75 MVA 220-115/69/14,8 kV.
- Transformador T4 10 MVA 69/24,4 – 14,4 kV.
- Transformador T5 25 MVA 154/66/13,2 kV.

Adicionalmente, la S/E Teno alimenta las SS/EE de Rauquén Y Curicó, posee un vínculo con la S/E San Fernando a través de la línea 1x66 kV Teno – San Fernando y recibe energía a través de la línea

1x66 kV Teno – Aguas Negras (Central Teno) y a través de la línea 1x13,2 kV Teno – Cementos Bío-Bío (Central Cementos Bío Bío). Lo anterior, se puede apreciar en la figura 7.85.

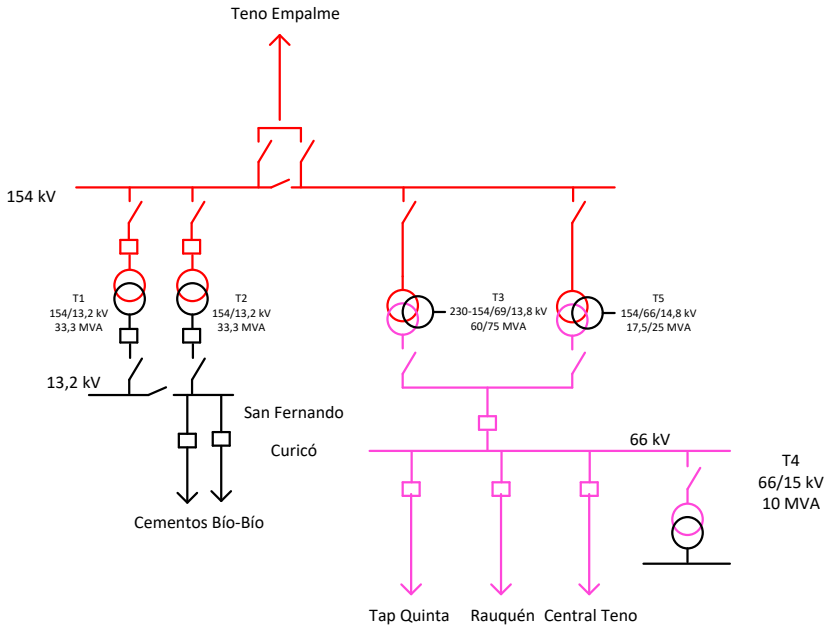


Figura 7.85. Diagrama simplificado de la S/E Teno.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador T5 de la S/E Teno presenta sobrecarga por sobre el 110% durante el horizonte de análisis, según se observa en la figura 7.86.

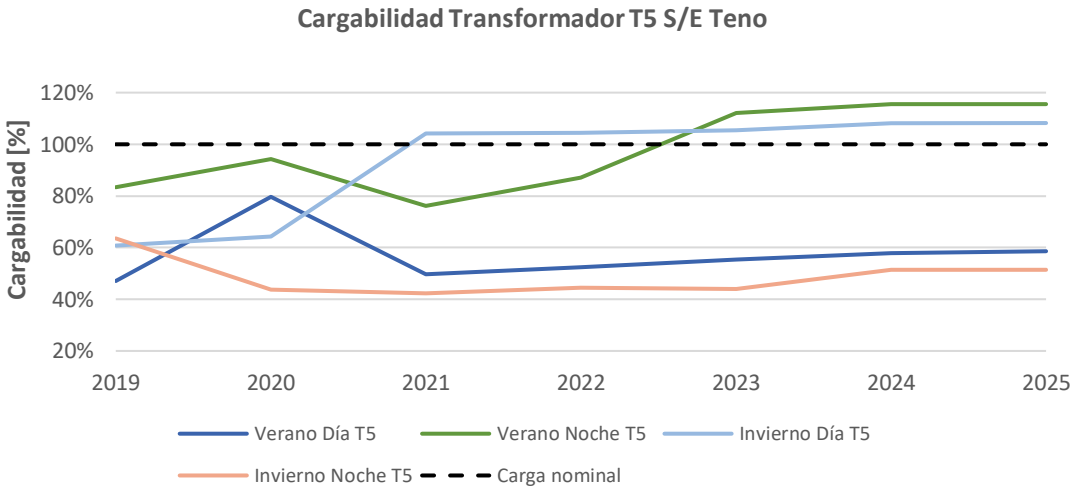


Figura 7.86. Proyección de cargabilidad del transformador T5 de la S/E Teno.

El proyecto propuesto consiste en el reemplazo del transformador N°5 de 154/69/14,8 kV 17,5/25 MVA por un transformador de 154/69/14,8 kV 75 MVA. Adicionalmente, se deben considerar las obras necesarias para normalizar los paños asociados al reemplazo y al actual transformador N°3 en

ambos niveles de tensión, permitiendo independizar ambos transformadores. El transformador de reemplazo debe contar con un CTBC que le permita controlar las variaciones de tensión de la zona. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 7-33.

Tabla 7-33. Valorización de la obra de Nuevo Transformador AT/AT en S/E Teno.

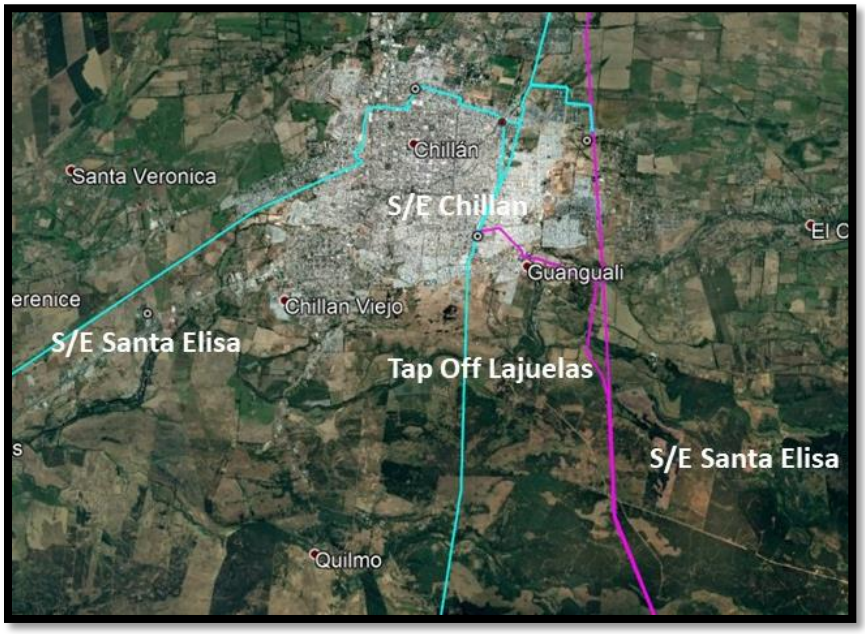
ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.815**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**401**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.216**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**365**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.581**

Estos valores se construyen a partir de costos modulares y que consideran la construcción del paño de AT, paño de MT del transformador más las dos posiciones de alimentador. Adicionalmente, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

7.5.1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

7.5.1.3.1 LÍNEA 1x33 kV LAJUELAS – SANTA ELISA

La línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa se encuentra en la Región de Ñuble, en el sector de Chillán Viejo como se aprecia en la figura 7.87.



: En la imagen se utiliza este color para indicar el nivel de tensión de 66 kV.

Figura 7.87. Vista áerea de la zona de la línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa.

La línea posee una longitud aproximada de 4,6 km con una capacidad aproximada de 8,1 MVA a 35 °C. Esta línea abastece los consumos de la S/E Santa Elisa, como se muestra en la figura 7.88.

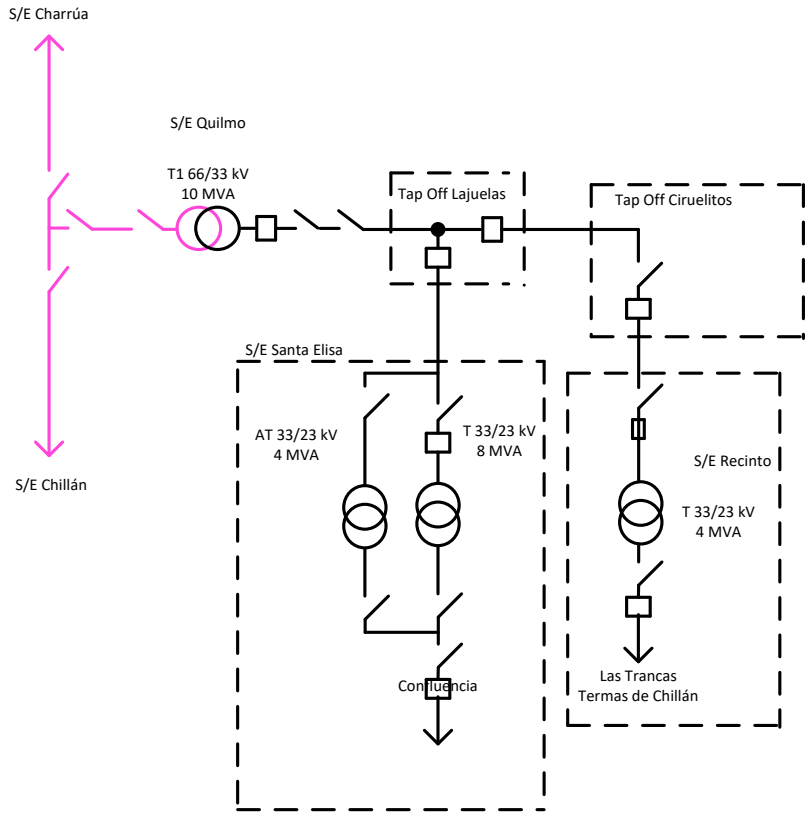


Figura 7.88. Diagrama Unilineal Simplificado, zona de influencia de la línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa.

Las capacidades por temperatura utilizadas en el análisis son presentadas en la tabla 7-34.

Tabla 7-34. Capacidades por temperatura, línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa.

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
1x33 kV Tap Lajuelas – Santa Elisa	35 °C	0,141	30 °C	0,169	20 °C	0,182	15 °C	0,214

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa se sobrecarga por sobre el 110% en el horizonte de análisis, situación que se aprecia en temporada de verano. La proyección de la cargabilidad de la línea en el horizonte de análisis se aprecia en la figura 7.89.

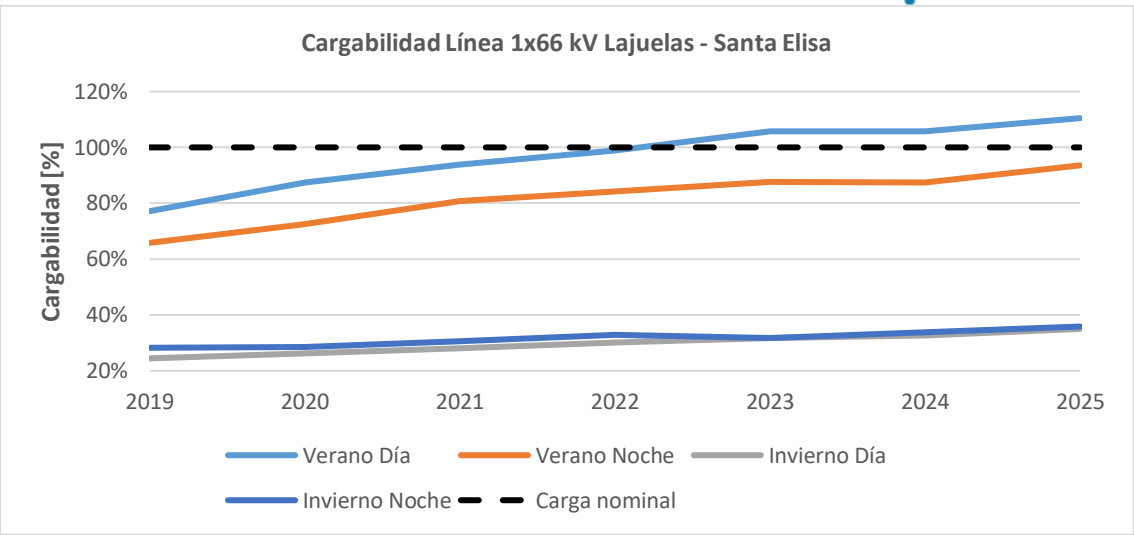


Figura 7.89. Proyección de la cargabilidad de la línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa.

Bajo los análisis indicados anteriormente, se propone una capacidad de al menos 30 MVA, lo cual requiere una capacidad de 0,53 kA a 35 °C.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de esta línea, por un conductor de alta capacidad y las obras de refuerzo necesarias. El costo estimado de este proyecto se valoriza de manera conjunta con la solución de aumento de capacidad de "Línea 1x33 kV Quilmo – Lajuelas ", el cual se presenta en la sección 7.5.1.3.2.

7.5.1.3.2 LÍNEA 1x33 kV QUILMO – LAJUELAS

La línea 1x33 kV Quilmo – Lajuelas se encuentra en la Región de Ñuble, en el sector de Chillán Viejo como se aprecia en la figura 7.87.

La línea posee una longitud aproximada de 8,5 km con una capacidad aproximada de 9,7 MVA a 35 °C. Esta línea abastece los consumos de la S/E Santa Elisa y la S/E Recinto, como se muestra en la figura 7.88 precedente.

Las capacidades por temperatura utilizadas en el análisis son presentadas en la tabla 7-35.

Tabla 7-35. Capacidades por temperatura, línea 1x33 kV Quilmo – Lajuelas.

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
1x33 kV Tap Lajuelas – Santa Elisa	35 °C	0,17	30 °C	0,17	20 °C	0,17	15 °C	0,17

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 1x33 kV Quilmo – Lajuelas se sobrecarga por sobre el 110% en el horizonte de análisis, situación que se aprecia en temporada de invierno. La proyección de la cargabilidad de la línea en el horizonte de análisis se aprecia en la figura 7.90.

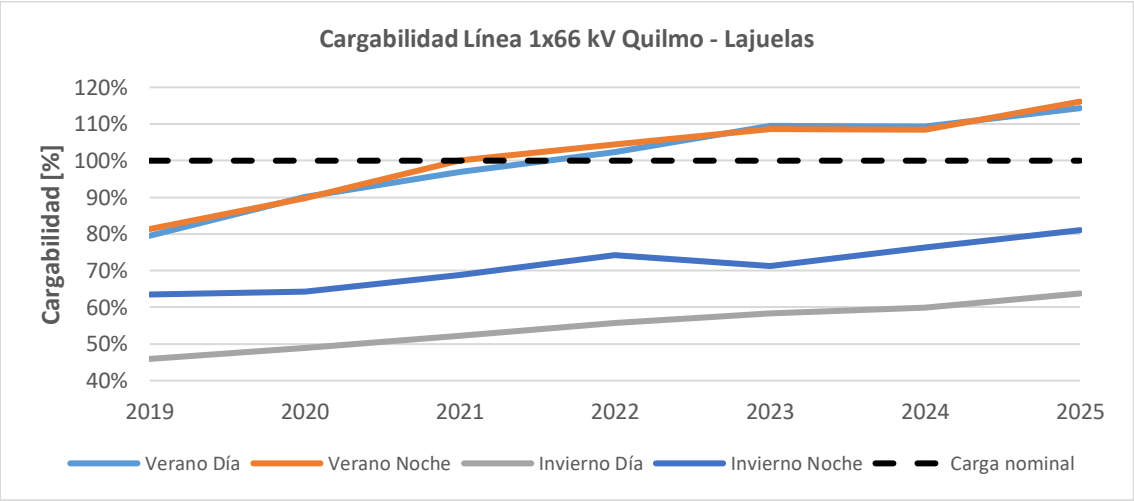


Figura 7.90. Proyección de la cargabilidad de la línea 1x33 kV Quilmo – Lajuelas.

Bajo los análisis indicados anteriormente, se propone una capacidad de al menos 30 MVA, lo cual requiere una capacidad de 0,53 kA a 35 °C.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de esta línea, por un conductor de alta capacidad y las obras de refuerzo necesarias. El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-36.

Tabla 7-36. Valorización de la obra de refuerzo, 1x33 kV Lajuela – Santa Elvira y 1x 33 kV Quilmo - Lajuelas.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**664**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**125**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**790**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**130**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**920**

7.5.1.3.3 LÍNEA 1x66 kV ALTO JAHUEL – BUIN

La línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin se encuentra en la Región Metropolitana, en el sector de Alto Jahuel y Buin, según se muestra en la figura 7.91.

: En la imagen se utiliza este color para indicar el nivel de tensión de 66 kV.

Figura 7.91. Vista áerea de la zona de la línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin.

La línea posee una longitud de 4,5 km y una capacidad de 22,4 MVA a 35°C. Esta línea abastece los consumos de la S/E Buin, como se muestra en la figura 7.92.

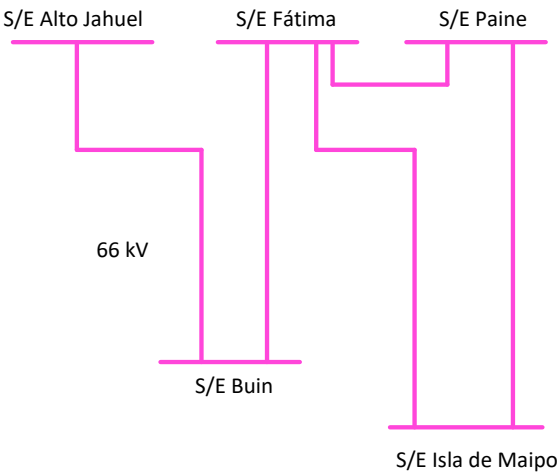


Figura 7.92. Diagrama Unilineal Simplificado, zona de influencia de la línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin.

Las capacidades por temperatura utilizadas en el análisis son presentadas en la tabla 7-37.

Tabla 7-37. Capacidades por temperatura, línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin.

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
1x66 kV Alto Jahuel - Buin	35 °C	0,196	30 °C	0,319	20 °C	0,336	15 °C	0,42

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin se sobrecarga por sobre el 120% en el horizonte de análisis, situación que se aprecia en temporada de invierno. La proyección de la cargabilidad de la línea en el horizonte de análisis se aprecia en la figura 7.93.

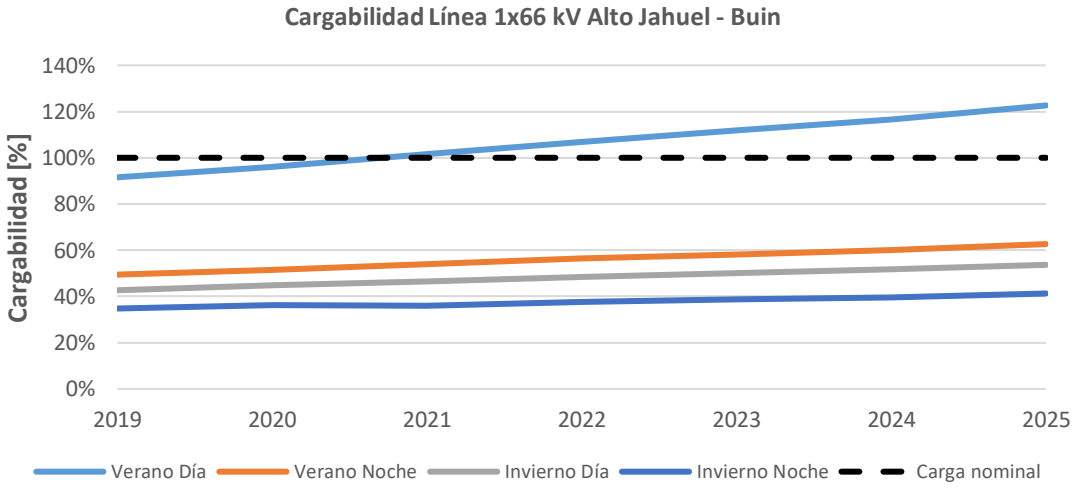


Figura 7.93. Proyección de la cargabilidad de la línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin.

Bajo los análisis indicados anteriormente, se propone una capacidad de al menos 60 MVA, lo cual requiere una capacidad de 0,437 kA a 35 °C.

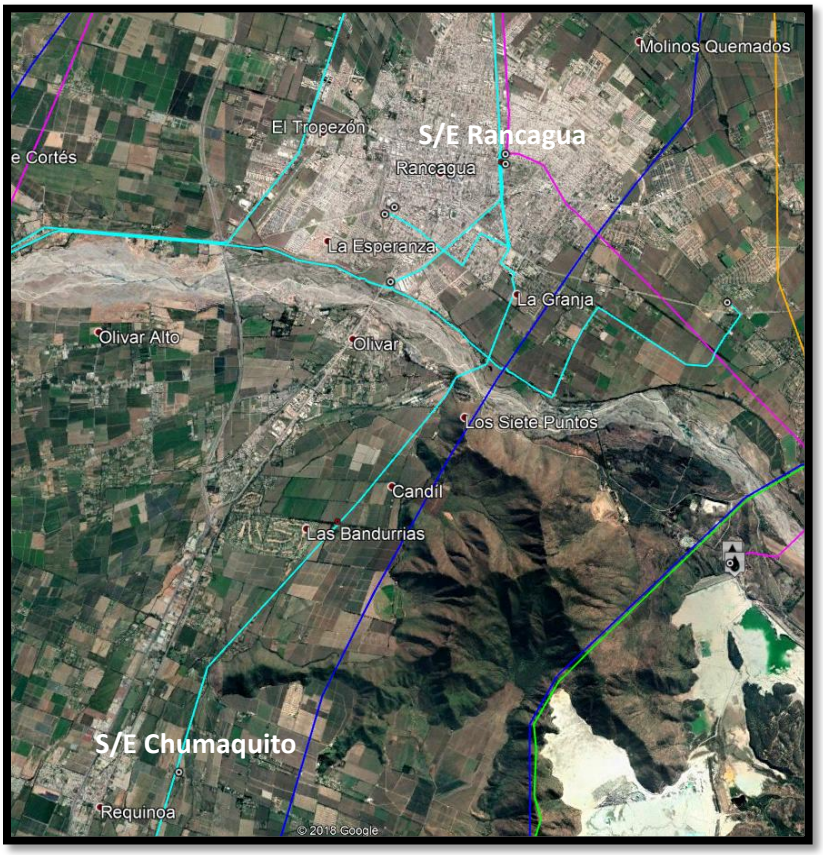
El proyecto consiste en el cambio de conductor de esta línea, por un conductor de alta capacidad y las obras de refuerzo necesarias. El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-38.

Tabla 7-38. Valorización de la obra de refuerzo, 1x66 kV Alto Jahuel – Buin.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**533**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**247**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**780**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**129**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**909**

7.5.1.3.4 LÍNEA 2x66 kV RANCAGUA - TAP OFF MAESTRANZA Y LÍNEA 1X66 kV TAP OFF MAESTRANZA – TAP OFF LOS LIRIOS – CHUMAQUITO

El conjunto de línea 2x66 kV Rancagua - Tap Off Maestranza y 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios – Chumaquito se encuentra en la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins, en el sector mostrado en la figura 7.94.



: En la imagen se utiliza este color para indicar el nivel de tensión de 66 kV.

Figura 7.94. Vista área de la zona línea 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito.

El conjunto de líneas posee una longitud aproximada de 15,54 km con una capacidad aproximada de 31,7 MVA a 35 °C. Esta línea abastece los consumos de la S/E Chumaquito y la S/E Rosario, como se muestra en la figura 7.94.

Se han considerado las siguientes longitudes y capacidades aproximadas de las líneas analizadas:

- Línea 2x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza de 2 km y 24 MVA a 35 °C.
- Línea 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios de 7,3 km y 46 MVA a 35 °C.
- Línea 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito de 6,2 km y 32 MVA a 35°C.

Esta línea forma parte esencial del enlace entre S/E Rancagua y S/E San Fernando, como se muestra en la figura 7.95.

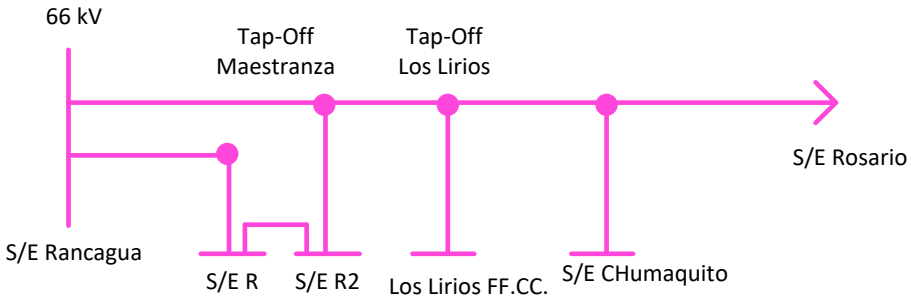


Figura 7.95. Diagrama Unilineal Simplificado, zona de influencia línea 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito.

Las capacidades por temperatura utilizadas en el análisis son presentadas en la tabla 7-39 hasta la tabla 7-41.

Tabla 7-39. Capacidades por Temperatura, línea 2x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza.

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
2x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza	35 °C	0,209	30 °C	0,259	20 °C	0,275	15 °C	0,314

Tabla 7-40. Capacidades por Temperatura, línea 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios.

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios	35 °C	0,403	30 °C	0,469	20 °C	0,483	15 °C	0,538

Tabla 7-41. Capacidades por Temperatura, línea 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito.

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito	35 °C	0,277	30 °C	0,339	20 °C	0,337	15 °C	0,389

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 2x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza se sobrecarga por sobre el 150% en el horizonte de análisis, situación que se aprecia en temporada de verano e invierno. La proyección de la cargabilidad de la línea en el horizonte de análisis se aprecia en la figura 7.96.

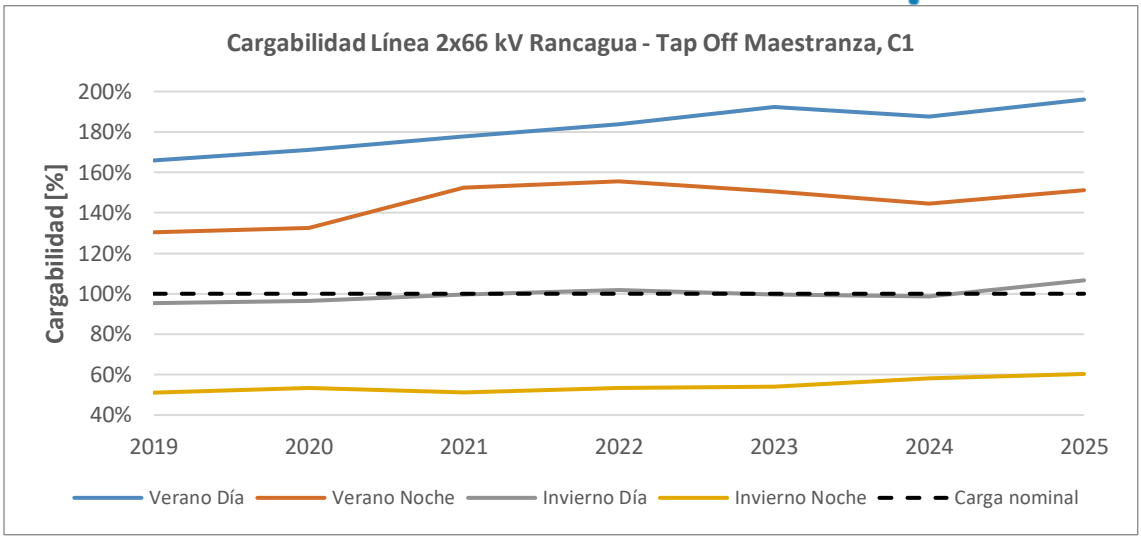


Figura 7.96. Proyección de la cargabilidad de la línea 2x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza, C1.

Adicionalmente, se identifica que la línea 1x66 kV Tap – Off Maestranza – Tap Off Los Lirios se sobrecarga por sobre el 100% en el horizonte de análisis, situación que se aprecia en temporada de verano. La proyección de la cargabilidad de la línea en el horizonte de análisis se aprecia en la figura 7.97.

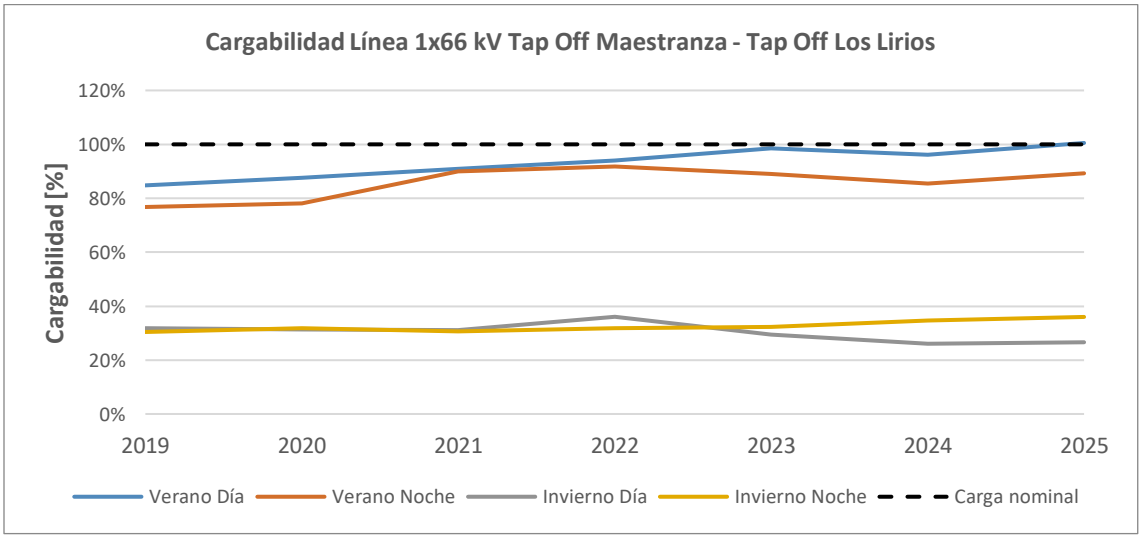


Figura 7.97. Proyección de la cargabilidad de la línea 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios.

Finalmente, se observa que la línea 1x66 kV Tap Off Los Lirios - Chumaquito se sobrecarga por sobre el 115% en el horizonte de análisis, situación que se aprecia en temporada de verano e invierno. La proyección de la cargabilidad de la línea en el horizonte de análisis se aprecia en la figura 7.98.

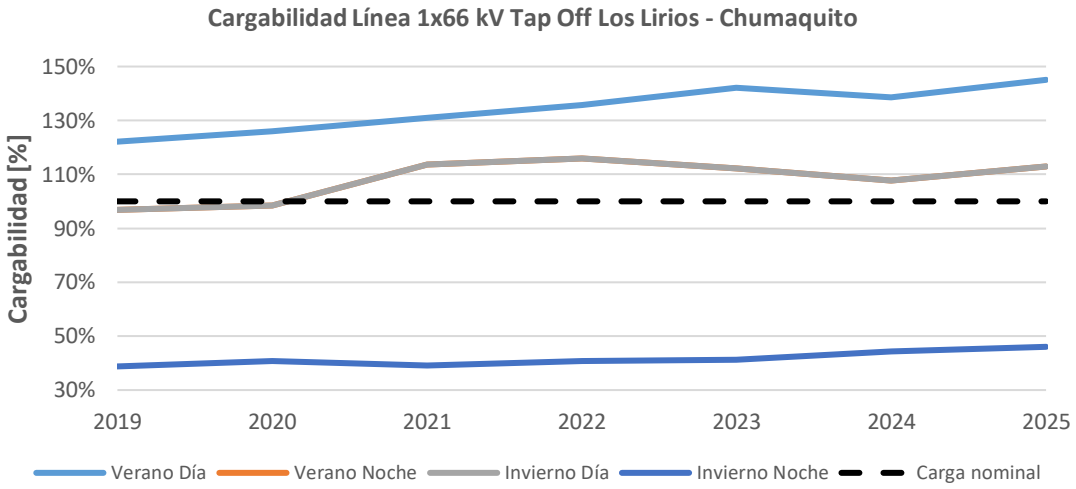


Figura 7.98. Proyección de la cargabilidad de la línea 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito.

Bajo los análisis indicados anteriormente, se propone una capacidad de al menos 90 MVA, lo cual requiere una capacidad de 0,79 kA a 35 °C.

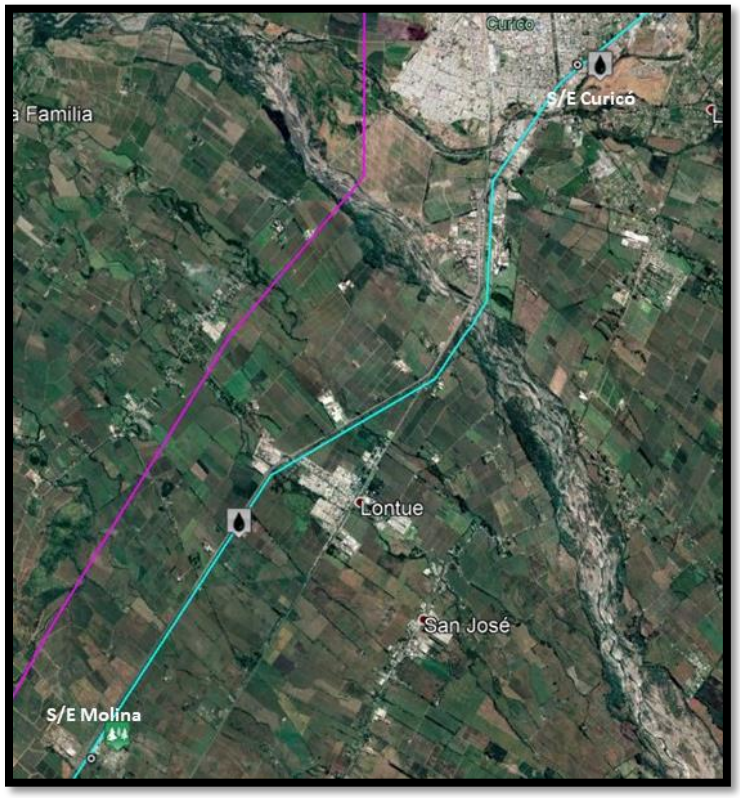
El proyecto consiste en el cambio de conductor de esta línea, por un conductor de alta capacidad y las obras de refuerzo necesarias. El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-42.

Tabla 7-42. Valorización de la obra de refuerzo, línea 2x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza y línea 1x66 kV Tap Off Maestranza - Tap Off Los Lirios – Chumaquito.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.478**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**422**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.900**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**313**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.213**

7.5.1.3.5 LÍNEA 2x66 kV MOLINA – CURICÓ

La línea 2x66 kV Molina – Curicó se encuentra en la Región del Maule, en el sector mostrado en figura 7.99.



: En la imagen se utiliza este color para indicar el nivel de tensión de 66 kV.

Figura 7.99. Vista áerea de la zona de la línea 2x66 kV Molina – Curicó.

La línea posee una longitud aproximada de 14,5 km con una capacidad aproximada de 36,2 MVA a 35 °C. Esta línea abastece los consumos de la S/E Chumaquito y la S/E Rosario, como se muestra en la figura 7.100.

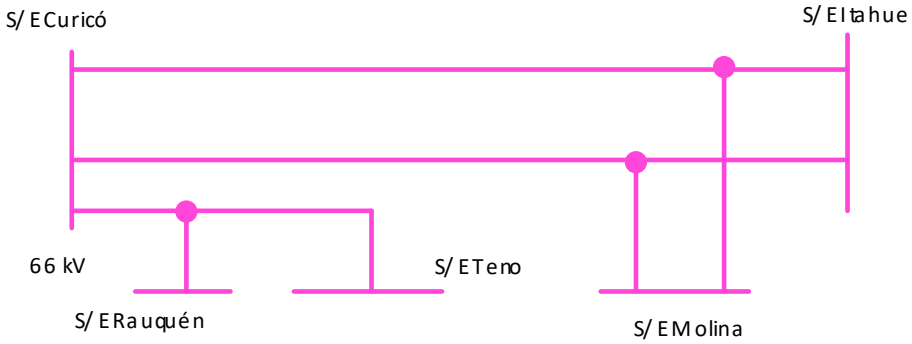


Figura 7.100. Diagrama Unilineal Simplificado, Zona de influencia línea 2x66 kV Molina – Curicó.

Las capacidades por temperatura utilizadas en el análisis son presentadas en la tabla 7-43.

Tabla 7-43. Capacidades por Temperatura, línea 2x66 kV Molina – Curicó.

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
2x66 kV Molina – Curicó	35 °C	0,317	30 °C	0,339	20 °C	0,378	15 °C	0,396

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 2x66 kV Molina – Curicó se sobrecarga por sobre el 115% en el horizonte de análisis, situación que se aprecia en temporada de verano e invierno. La proyección de la cargabilidad de la línea en el horizonte de análisis se aprecia en la figura 7.101.

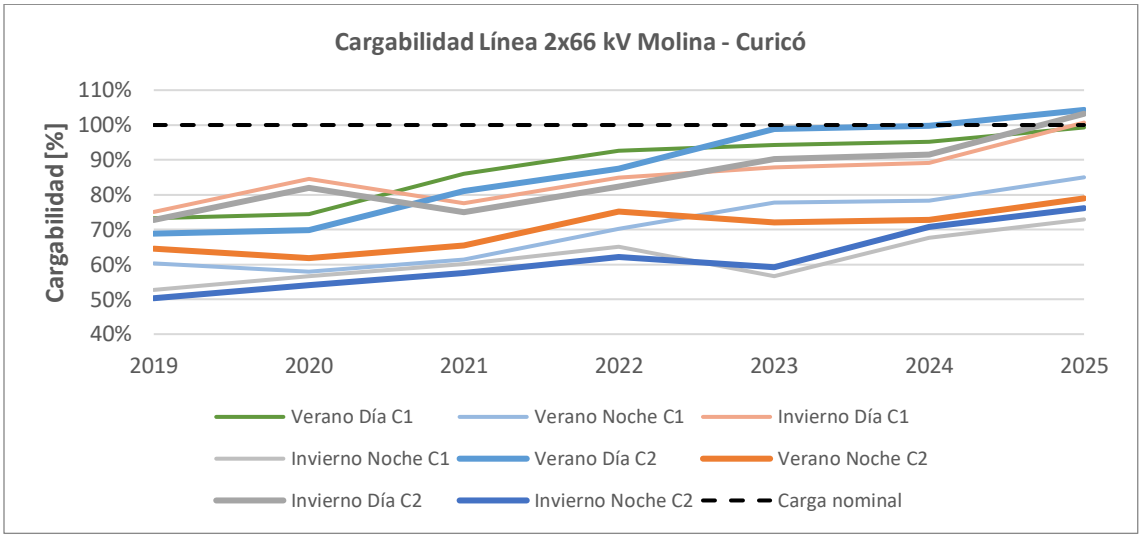


Figura 7.101. Proyección de la cargabilidad de la línea 2x66 kV Molina – Curicó.

Bajo los análisis indicados anteriormente, se propone una capacidad de al menos 60 MVA, lo cual requiere una capacidad de 0,53 kA a 35 °C.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de esta línea, por un conductor de alta capacidad y las obras de refuerzo necesarias. El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-44.

Tabla 7-44. Valorización de la obra de refuerzo, 2x66 kV Molina – Curicó.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**2.880**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**634**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.514**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**580**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.094**

7.5.1.3.6 LÍNEA 1x66 kV SANTA ELVIRA – TAP OFF EL NEVADO

La línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado se encuentra en la Región de Ñuble en el sector de Chillán, como se observa en figura 7.102.

: En la imagen se utiliza este color para indicar el nivel de tensión de 66 kV.

Figura 7.102. Vista áerea de la zona de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado.

La línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado posee una longitud aproximada de 2 km y se ha considerado en el análisis una capacidad aproximada de 46 MVA a 35 °C. Esta línea abastece los consumos de la S/E Santa Elvira, como se muestra en la figura 7.103.

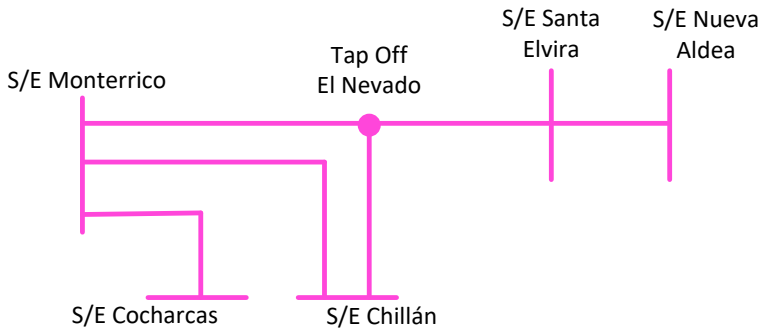


Figura 7.103. Diagrama Unilineal Simplificado, Zona de influencia línea 2x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado.

Las capacidades por temperatura utilizadas en el análisis son presentadas en la tabla 7-45.

Tabla 7-45. Capacidades por Temperatura, línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado.

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado	35 °C	0,403	30 °C	0,469	20 °C	0,483	15 °C	0,538

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado se sobrecarga por sobre el 100% en el horizonte de análisis, situación que se aprecia en temporada de verano. La proyección de la cargabilidad de la línea en el horizonte de análisis se aprecia en la figura 7.104.

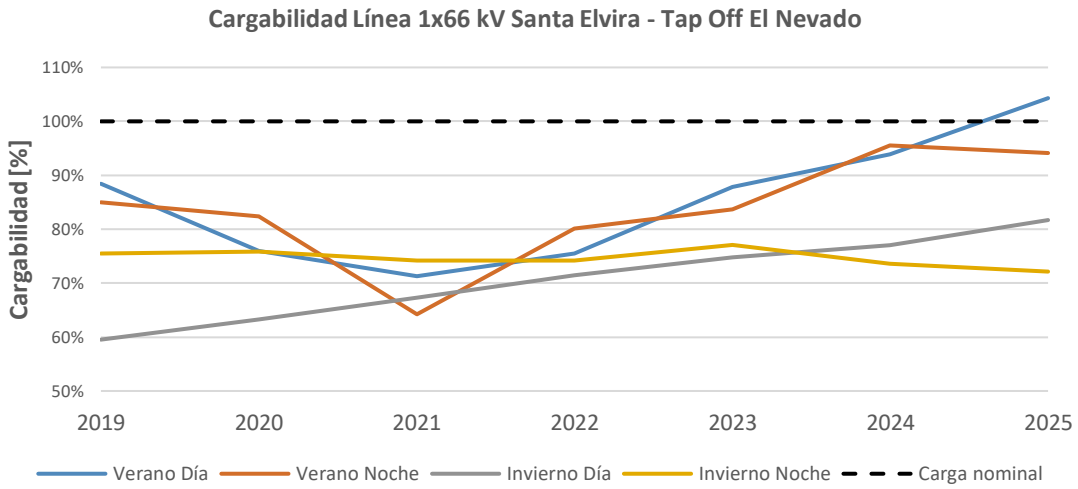


Figura 7.104. Proyección de la cargabilidad de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado.

Bajo los análisis indicados anteriormente, se propone una capacidad de al menos 90 MVA, lo cual requiere una capacidad de 0,79 kA a 35 °C.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de esta línea, por un conductor de alta capacidad y las obras de refuerzo necesarias. El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-46.

Tabla 7-46. Valorización de la obra de refuerzo, 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**274**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**140**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**414**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**68**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**482**

7.5.1.3.7 LÍNEA 1x66 kV TAP OFF TRES ESQUINAS – TRES ESQUINAS

La línea 1x66 kV Tap Off Tres Esquinas – Tres Esquinas se encuentra en la Región de Ñuble en el sector mostrado en la figura 7.105.

: En la imagen se utiliza este color para indicar el nivel de tensión de 66 kV.

Figura 7.105. Vista áerea de la zona de la línea 1x66 kV Tap Off Tres Esquinas – Tres Esquinas.

La línea 1x66 kV Tap Off Tres Esquinas – Tres Esquinas posee una longitud aproximada de 0,3 km y se ha considerado en el análisis una capacidad aproximada de 19 MVA a 35 °C. Esta línea abastece los consumos de la S/E Tres Esquinas, como se muestra en la figura 7.106.

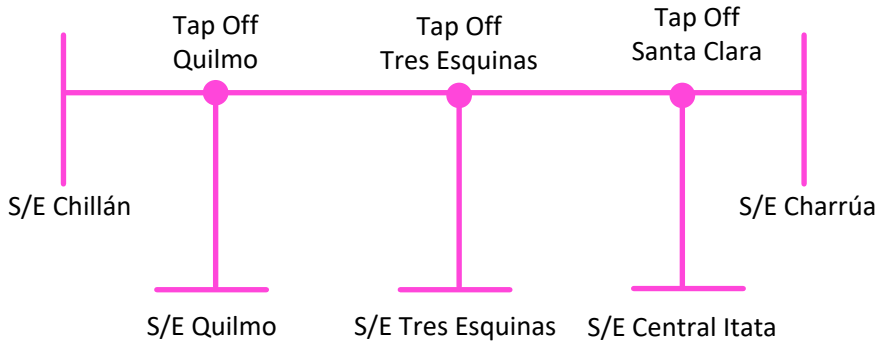


Figura 7.106. Diagrama Unilineal Simplificado, zona de influencia de la línea 1x66 kV Tap Off Tres Esquinas – Tres Esquinas.

Las capacidades por temperatura utilizadas en el análisis son presentadas en la tabla 7-47.

Tabla 7-47. Capacidades por Temperatura, línea 1x66 kV Tap Off Tres Esquinas – Tres Esquinas.

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
1x66 kV Tap Off Tres – Tres Esquinas	35 °C	0,141	30 °C	0,169	20 °C	0,182	15 °C	0,214

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 1x66 kV Tap Off Tres Esquinas – Tres Esquinas se sobrecarga por sobre el 100% en el horizonte de análisis, situación que se aprecia en temporada de verano. La proyección de la cargabilidad de la línea en el horizonte de análisis se aprecia en la figura 7.107.

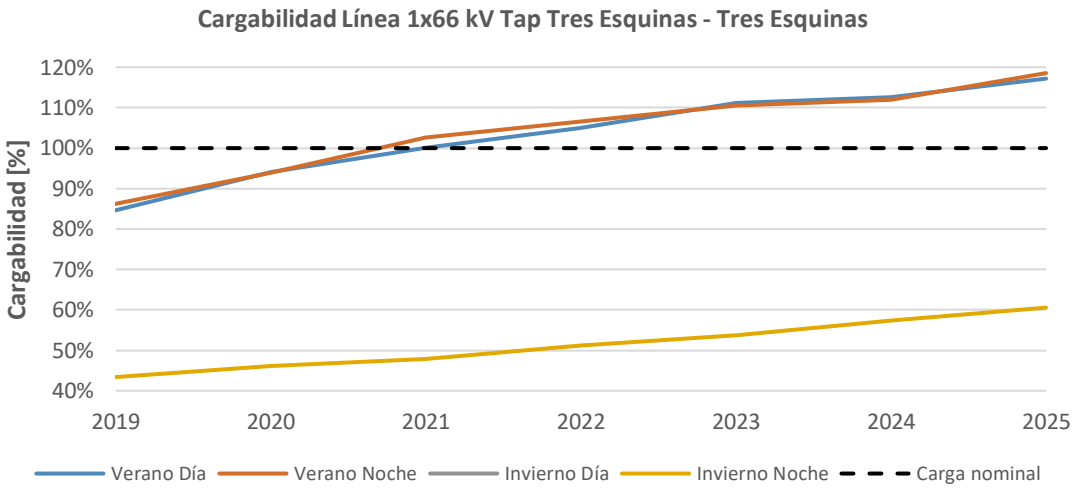


Figura 7.107. Proyección de la cargabilidad de la línea 1x66 kV Tap Tres Esquinas – Tres Esquinas.

Bajo los análisis indicados anteriormente, se propone una capacidad de al menos 60 MVA, lo cual requiere una capacidad de 0,53 kA a 35 °C.

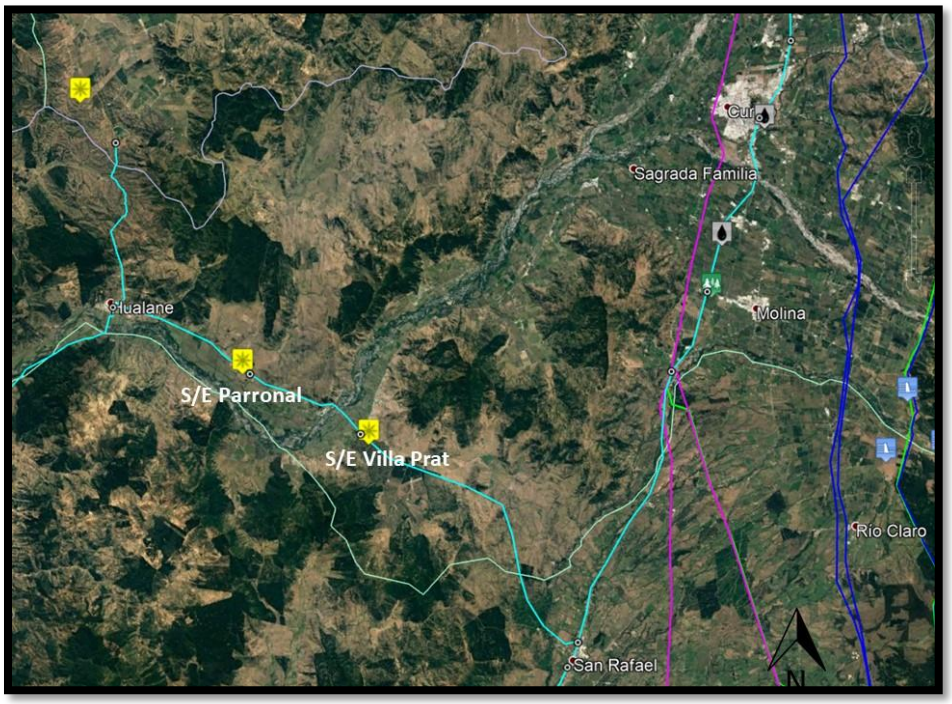
El proyecto consiste en el cambio de conductor de esta línea, por un conductor de alta capacidad y las obras de refuerzo necesarias. El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-48.

Tabla 7-48. Valorización de la obra de refuerzo, 1x66 kV Tap Off Tres Esquinas – Tres Esquinas.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**305**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**67**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**372**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**61**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**433**

7.5.1.3.8 LÍNEA 1x66 kV VILLA PRAT - PARRONAL

La línea 1x66 kV Villa Prat - Parronal se encuentra en la Región de Ñuble en el sector mostrado en la figura 7.108.



: En la imagen se utiliza este color para indicar el nivel de tensión de 66 kV.

Figura 7.108. Vista áerea de la zona de la línea 1x66 kV Villa Prat - Parronal.

La línea 1x66 kV Villa Prat – Parronal posee una longitud aproximada de 8 km y se ha considerado en el análisis una capacidad aproximada de 23 MVA a 35 °C. Esta línea abastece los consumos de la S/E Parronal y de esta línea dependen también los consumos de las SS/EE Ranguilí Tres Esquinas, Hualañé y Licantén, como se muestra en la figura 7.109.

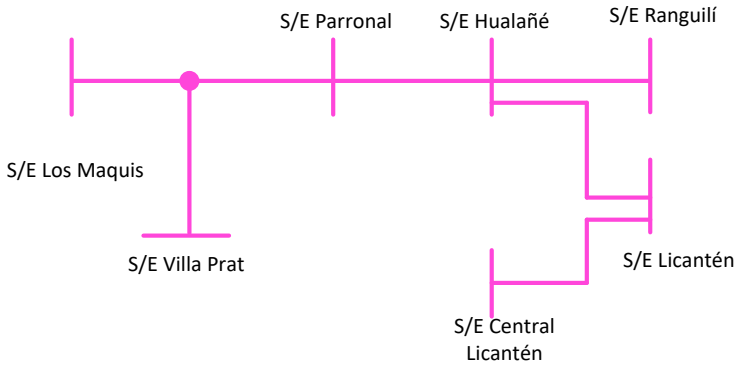


Figura 7.109. Diagrama Unilineal Simplificado, zona de influencia de la línea 1x66 kV Villa Prat - Parronal.

Las capacidades por temperatura utilizadas en el análisis son presentadas en la tabla 7-49.

Tabla 7-49. Capacidades por Temperatura, línea 1x66 kV Villa Prat – Parronal.

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
1x66 kV Villa Prat - Parronal	35 °C	0,205	30 °C	0,232	20 °C	0,244	15 °C	0,267

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 1x66 kV Villa Prat - Parronal se sobrecarga por sobre el 100% en el horizonte de análisis, situación que se aprecia en temporada de verano. La proyección de la cargabilidad de la línea en el horizonte de análisis se aprecia en la figura 7.110.

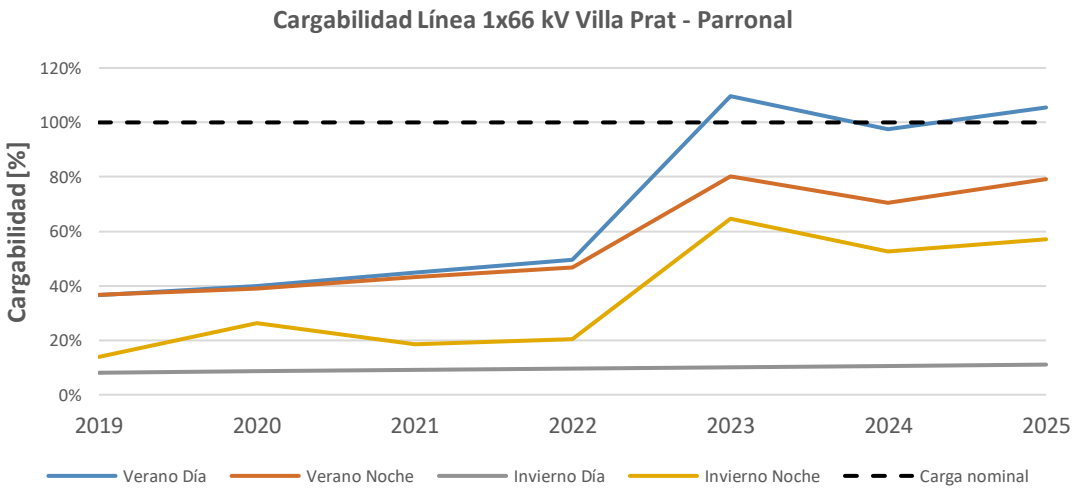


Figura 7.110. Proyección de la cargabilidad de la línea 1x66 kV Villa Prat - Parronal.

Bajo los análisis indicados anteriormente, se propone una capacidad de al menos 60 MVA, lo cual requiere una capacidad de 0,53 kA a 35 °C.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de esta línea, por un conductor de alta capacidad y las obras de refuerzo necesarias. El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-50.

Tabla 7-50. Valorización de la obra de refuerzo, 1x66 kV Villa Prat - Parronal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**891**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**336**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.227**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**203**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.430**

7.5.2 REGULACIÓN DE TENSIÓN NACIONAL Y ZONAL

A continuación, se presentan propuestas para dar solución a problemáticas en la regulación de tensión de la zona.

7.5.2.1 NUEVO REACTOR DE BARRA EN S/E ANCOA 500 kV, CAMBIO DE TTCC LÍNEA 2x500 kV ENTRE RÍOS – ANCOA EN EXTREMO S/E ANCOA Y CAMBIO DE TTCC LÍNEA 4x500 kV ANCOA – ALTO JAHUEL CIRCUITOS 1 Y 2, EN AMBOS EXTREMOS.

La S/E Ancoa se encuentra ubicada en la comuna de Rancagua, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. La figura 7.111 muestra una vista área de la S/E.

Figura 7.111. Vista aérea de la S/E Ancoa.

Actualmente la S/E Ancoa posee un patio de 500 kV y de 220 kV, con los siguientes equipos asociados al control de tensión de las barras de 500 kV y 220 kV:

- Autotransformador AT1 750 MVA 220/500 kV.
- Autotransformador AT2 750 MVA 220/500 kV.
- Reactor N°1 de 91 MVAr en 220 kV.

- Banco de condensadores de 65 MVAr en 220 kV.
- Reactores N°1 al N°4 de 84 MVAr en 500 kV.
- Reactores N°5 y N°6 de 110 MVAr en 500 kV.
- Reactor N°7 de 100 MVAr en 500 kV.

Como se ha mencionado en el punto 5.5.8 , en la actualidad y en los escenarios proyectados, la S/E Ancoa posee una deficiencia en el control de tensión en los escenarios de demanda baja, presentándose sobretensiones en la barra de 500 kV.

Complementando las problemáticas en la S/E Ancoa, según lo explicado en el punto 5.5.8 para la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos, los TT/CC de los paños K3 y K4 en el extremo de la S/E Ancoa, poseen una razón de 1.600/1 A, la cual no está acorde ni a la capacidad térmica del circuito 1 (2.170 MVA; 2,5 kA a 500 kV) ni al circuito 2 (2.364 MVA; 2,7 kA a 500 kV).

Adicionalmente, el circuito 1 y 2 de la línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, posee TTCC de razón 1600/1. La lógica para el reemplazo de estos TTCC es la siguiente:

- En la actualidad, en el circuito 1 la razón 1600/1 no es un problema, dado que la línea posee una capacidad de 1606 MVA; sin embargo, en un futuro la línea debe considerar un repotenciamiento, dada la asimetría en capacidad que posee respecto a los circuitos paralelos, requiriéndose una nueva razón de transformación.
- En el caso del circuito 2, la capacidad es de 1803 MVA; por lo tanto, la razón 1600/1 debe ser aumentada.
- En cualquier caso, los CCSS de la línea permiten una sobrecarga a 1927 MVA por 30 minutos; por lo tanto, para los efectos del dimensionamiento de la razón de transformación, esta potencia es el mínimo por considerar.

Acorde a las problemáticas mencionadas, en la S/E Ancoa, el proyecto propuesto consiste en la instalación de dos reactores de barra en la S/E Ancoa 500 kV, con los respectivos paños de conexión. Adicionalmente, es necesario incluir aquellas obras necesarias para el reemplazo de los TT/CC de los paños K1, K2, K3 y K4 de razón 1600/1 A, en S/E Ancoa, por TT/CC de razón:

- 2500-2000/1 A en los paños K1 y K2 (línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2).
- 4000-2000/1 A en los paños K3 y K4 (línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa).

En complemento a lo anterior, en la S/E Alto Jahuel, la obra requerida es reemplazar los TT/CC de razón 1600/1 A en los paños K1 y K2, asociados a la línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2. La nueva razón debe ser de 2500-2000/1 A.

El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-51.

Tabla 7-51. Valorización de la obra de dos reactores en la barra S/E Ancoa 500 kV y cambio de distintos TTCC en SS/EE Ancoa y Alto Jahuel.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**8.765**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**1.139**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
3	SUB TOTAL CONTRATO	**9.904**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.635**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**11.539**

7.5.2.2 BBCC EN S/E MONTERRICO

La S/E Monterrico se encuentra ubicada en la comuna de Chillán, Región de Ñuble. La figura 7.112 una vista área de la subestación.

Figura 7.112.. Vista aérea de la S/E Monterrico.

Actualmente la S/E Monterrico posee solo un autotransformador 230-154/69/14,8 kV 75/75/25 MVA y en el horizonte de análisis se incluye el nuevo transformador 220-154/66/14,8 kV 75 MVA según el Decreto Exento N°293 del 29 de octubre de 2018; por lo tanto, la configuración de la S/E Monterrico, que alimenta las redes de 66 kV del área de Cocharcas, Santa Elvira y Chillán, interconecta en 154 kV tanto con la S/E Parral mediante la línea 1x154 kV Parral – Monterrico, como con la futura S/E Pueblo Seco, mediante la línea 1x154 kV Pueblo Seco – Monterrico.

Como se ha mencionado en el punto 5.5.6, en los escenarios proyectados se identifica en esta área una deficiencia en el control de tensión en los escenarios de alta demanda de reactivos. Lo anterior, con independencia de la disponibilidad de recursos de potencia reactiva de la S/E Charrúa en 154 kV. Dado lo anterior, se propone la instalación de un equipo de compensación reactiva de 30 MVAr

en la S/E Monterrico, en barras de 154 kV; por lo tanto, se requieren las obras necesarias, que incluyen la ampliación de la barra de 154 kV para la disponibilidad del paño dedicado a los BBCC.

El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-52

Tabla 7-52. Valorización de la obra de BBCC en S/E Monterrico.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.516**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**274**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.789**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**296**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.085**

7.5.3 OTROS PROYECTOS EN LA ZONA

7.5.3.1 REPOTENCIAMIENTO DE LA BARRA SECCIÓN N°1 DE 66 kV EN S/E RANCAGUA

Acorde a las problemáticas mencionadas en el punto 5.5.8, la capacidad de la barra de 66 kV de la S/E Rancagua asociada al transformador Nº1 154/66 kV 75 MVA (reemplazado por incendio), limita la capacidad de transferencia por dicho equipo (protección ajustada a 67,2 MVA en 66 kV). Dado lo anterior, se propone la obra que considere el repotenciamiento de la barra sección N°1 de 66 kV a una capacidad de a lo menos 75 MVA.

El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-53.

Tabla 7-53. Valorización de la obra de reponteciamiento de la barra sección N°1 de 66 kV en S/E Rancagua.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**440**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**96**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**537**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**88**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**625**

7.5.3.2 READECUACIÓN DEL PAÑO J6 Y REEMPLAZO DE TTCC PAÑOS K1 Y K2 EN S/E CHARRÚA

Acorde a las problemáticas mencionadas en el punto 5.5.8, la línea 1x220 kV Charrúa – Concepción, la línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas (futura 1x220 kV Charrúa – Hualqui) y el autotransformador N°1 220/154 kV, se encuentran conectados a la sección de barra N°2; por lo tanto, la desconexión intempestiva de esta sección de barra provoca la desconexión por sobrecarga de la línea 154 kV Hualpén - San Vicente. Adicionalmente, los TT/CC de la línea 2x500 kV Charrúa – Entre Ríos, en el

extremo de S/E Charrúa, posee una razón de 1.600/1 A, la cual no está acorde ni a la capacidad térmica del circuito 1 (2.170 MVA; 2,5 kA a 500 kV) ni al circuito 2 (2.364 MVA; 2,7 kA a 500 kV).

Dado lo anterior, se propone las obras necesarias para el reemplazo de los TT/CC de razón 1600-800/1 a 4000-2000/1 en los paños K1 y K2 de la S/E Charrúa.

El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-54.

Tabla 7-54. Valorización de la obra de readecuación del paño J6 y reemplazo de TTCC paños K1 y K2 en S/E Charrúa.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**3.099**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**403**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.502**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**578**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.080**

7.5.3.3 AMPLIACIÓN DE LA BARRA 110 kV EN S/E BAJO MELIPILLA

Se propone la ampliación de la barra de 110 kV en la S/E Bajo Melipilla, permitiendo la conexión del paño de línea asociado al proyecto Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, la cual considera el tendido del primer circuito.

El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-55.

Tabla 7-55. Valorización de la obra de ampliación de la barra 110 kV en S/E Bajo Melipilla.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**288**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**63**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**351**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**58**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**409**

Si bien el Coordinador ha identificado la necesidad de esta obra en el proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020, este proyecto ha sido presentado en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de Transmisión 2019 de la CNE, motivo por el cual no será incorporado como recomendación en este informe “Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020”.

7.5.3.4 NUEVO TRANSFORMADOR DE 300 MVA, REEMPLAZO DE BBCC EN TERCIARIO DE TRANSFORMADOR N°1 Y REEMPLAZO DE TTCC PAÑOS A3 Y A4 EN S/E ITAHUE

Acorde a las problemáticas mencionadas en el punto 5.5.8 y la necesidad de levantar restricciones que actualmente existen en la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, se proponen las siguientes obras en la S/E Itahue:

- Un nuevo transformador de 220/154/66 kV 300 MVA, que contemple la ampliación de la barra de 66 kV, junto con la ampliación del patio y la barra de 154 kV, los paños en ambos niveles de tensión, junto a las obras asociadas a la interconexión de los patios de 220 kV y 154 kV.
- Instalación de nuevos BBCC de 14,8 kV en reemplazo de los BBCC del terciario del Transformador N°1 de la S/E Itahue.
- Reemplazo de los TTCC de los paños A3 y A4 asociados a la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, desde la relación 300-600/5-5 a 1000-1500/5-5.

El costo estimado de este proyecto se muestra en la tabla 7-56.

Tabla 7-56. Valorización de las obras asociadas a S/E Itahue.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIALmiles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**9.855**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**1.417**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**11.272**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.913**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**13.185**

7.5.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PROYECTOS EN LA ZONA

En base a la actualización de la demanda utilizada, se identifican los proyectos listados en la tabla 7-57, los cuales podrían ser postergados para propuestas de planificación de la transmisión futuras.

Tabla 7-57. Obras postergables en función de la nueva demanda proyectada.

N°	Obra de Transmisión Propuesta
1	Reemplazo de unidad de 66/15 kV 9,4 MVA por unidad de 66/15 kV 20 MVA en S/E Chimbarongo.
2	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 10 MVA en S/E Cocharcas
3	Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 10 MVA en S/E Parronal.
4	Nuevo Transformador de 66/13,2 kV de 10 MVA en S/E Placilla.
5	Nuevo Transformador de 33/23 kV de 10 MVA en S/E Quirihue.
6	Nuevo Transformador de 66/13,2 kV de 15 MVA en S/E Rauquén.
8	Reemplazo de unidad de 33/23 kV de 8 MVA por unidad de 33/23 kV de 15 MVA en S/E Santa Elisa.
9	Aumento de Capacidad Línea 1x33 kV Quilmo – Lajuelas.
10	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin
11	Aumento de Capacidad línea 1x66 kV Villa Prat - Parronal

7.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

7.6.1 SISTEMA ZONAL

7.6.1.1 TRANSFORMADORES AT/MT

7.6.1.1.1 Nuevo Transformador 66/13,8 kV 16 MVA S/E Los Lagos.

La subestación Los Lagos se encuentra ubicada la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de los Ríos.

Figura 7.113. - Vista área S/E Los Lagos.

La subestación Los Lagos esta interconectada al sistema a través de la línea 1x66 kV Los Lagos – Valdivia desde el poniente, 1x66 kV Los Lagos – Paillaco desde el sur y desde la S/E Pullinque desde el Norte. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV en configuración barra simple más transferencia y uno de 13,2 kV en configuración barra simple, los cuales con conectados a través de un transformador AT/MT de 16 MVA.

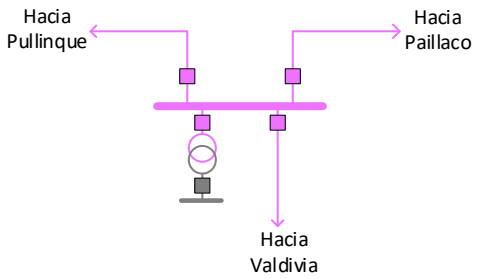


Figura 7.114. - Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Los Lagos.

Del análisis desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Los Lagos se carga por sobre el 85% en el transcurso de los próximos cinco años. Situación que se manifiesta en el periodo de verano.

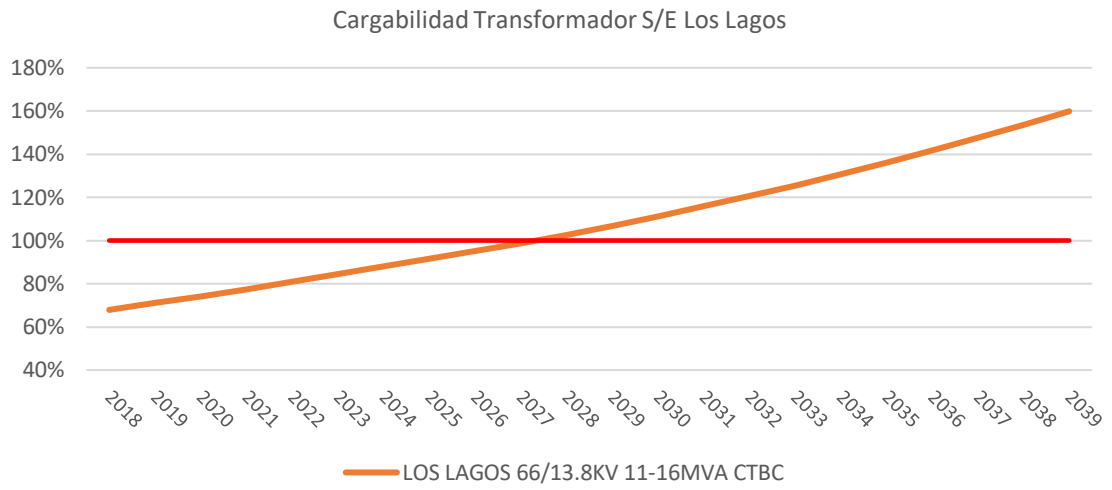


Figura 7.115. - Proyección de Cargabilidad del transformador de la S/E Los Lagos.

La figura 7.115 muestra que el transformador tendría una carga por sobre 85% de su capacidad a partir del año 2024, alcanzando el 100% el año 2027, por lo tanto, se justifica la necesidad de desarrollar una obra de ampliación que permita absorber los incrementos de demanda en la zona. Por lo mismo, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 16 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2039.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/13,8 kV, 16 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que le permita controlar las variaciones de tensión en la zona. Se amplía el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. El proyecto contempla un nuevo patio de 13,2 kV que permita la conexión de al menos tres nuevos alimentadores y se acople al patio de 13,2 kV existente. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7-58. - Valorización estimada de la Ampliación en S/E Los Lagos.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.700**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**374**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.074**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**342**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.416**

7.6.1.1.2 Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Ancud

La subestación Ancud se encuentra ubicada la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de los Lagos.

Figura 7.116 Vista área S/E Ancud.

La subestación Ancud está conectada al sistema a través de la línea 1x110 kV Chiloé – Ancud el cual se conecta directamente un transformador regulador de tensión de 40 MVA. Esta subestación está conformada por un patio de 110 kV en configuración barra simple la cual se abastece desde el transformador regulador y uno de 23 kV en configuración barra simple, los cuales con conectados a través de un transformador AT/MT de 16 MVA.

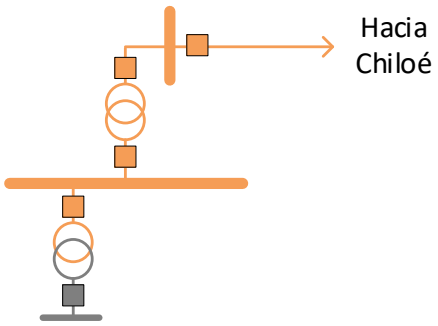


Figura 7.117 - Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Ancud.

Del análisis desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Los Lagos se carga por sobre el 85% en el transcurso de los próximos cinco años. Situación que se manifiesta en el periodo de verano.

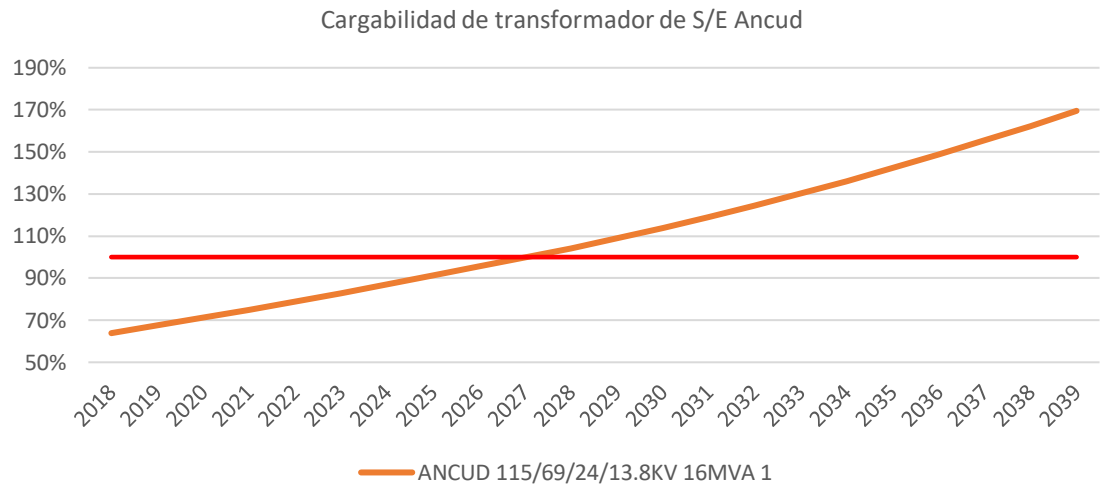


Figura 7.118 - Proyección de Cargabilidad del transformador de la S/E Ancud.

De la figura 7.118 se observa que el transformador en cuestión se carga por sobre 85% de su capacidad a partir del año 2024, alcanzando el 100% el año 2028, por lo tanto, se justifica la necesidad de desarrollar una obra de ampliación que permita absorber los incrementos de demanda en la zona. Por lo mismo, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 16 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2039.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 110/23 kV, 16 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que le permita controlar las variaciones de tensión en la zona. Se amplía el patio de 110 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. El proyecto contempla un nuevo patio de 23 kV que permita la conexión de al menos tres nuevos alimentadores y se acople al patio de 23 kV existente. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7-59: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Ancud.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**2.400**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**528**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.928**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**483**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.411**

7.6.1.1.3 Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E PID PID

La subestación PID PID se encuentra ubicada la comuna de Castro, la cual pertenece a la Región de los Lagos.

Figura 7.119 - Vista área S/E PID PID.

La subestación PID PID está conectada al sistema a través de la línea 1x110 kV Dalcahue – PID PID y desde esta S/E se conecta la S/E Castro a través de la línea 1x110 kV PID PID - Castro. Esta subestación está conformada por un patio de 110 kV en configuración barra simple y uno de 23 kV en configuración barra simple, los cuales con conectados a través de un transformador AT/MT de 16 MVA.

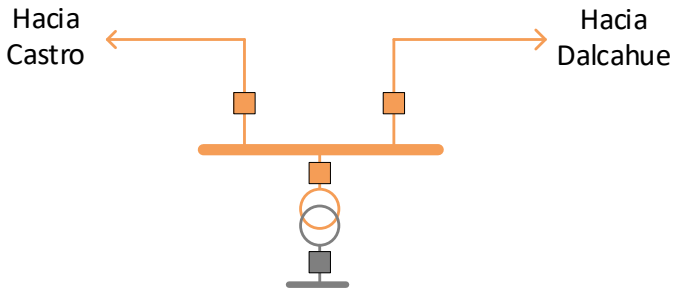


Figura 7.120 - Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E PID PID.

Del análisis desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Los Lagos se carga por sobre el 85% en el transcurso de los próximos cinco años. Situación que se manifiesta en el periodo de verano.

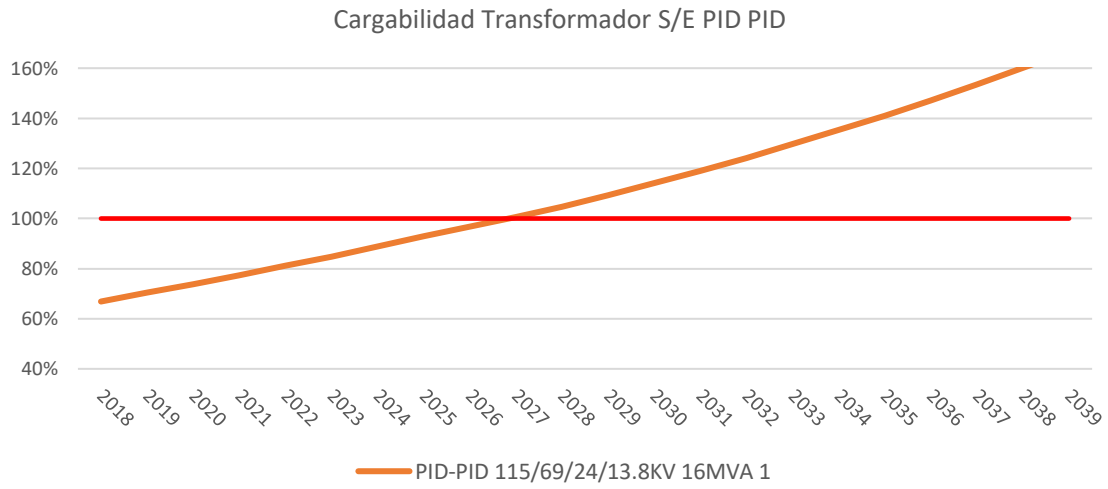


Figura 7.121 - Proyección de Cargabilidad del transformador de la S/E PID PID.

De la figura 7.121 se observa que el transformador en cuestión se carga por sobre 85% de su capacidad a partir del año 2023, alcanzando el 100% el año 2027, por lo tanto, se justifica la necesidad de desarrollar una obra de ampliación que permita absorber los incrementos de demanda en la zona. Por lo mismo, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 16 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2039.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 110/23 kV, 16 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que le permita controlar las variaciones de tensión en la zona. Se amplía el patio de 110 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. El proyecto contempla un nuevo patio de 23 kV que permita la conexión de al menos tres nuevos alimentadores y se acople al patio de 23 kV existente. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7-60: Valorización estimada de la Ampliación en S/E PID PID.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.930**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**425**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.355**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**388**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.743**

7.6.1.2 TRANSFORMADORES AT/AT

En este proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 no se identifican nuevas obras respecto de las propuestas de procesos anteriores.

7.6.1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En este proceso de Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 no se identifican nuevas obras respecto de las propuestas de procesos anteriores.

7.6.2 REGULACIÓN DE TENSIÓN SISTEMA NACIONAL Y ZONAL

7.6.2.1 Niveles de tensión en barras 220 kV Zona Sur

Conforme a lo indicado en la sección 5.6 las subestaciones de 220 kV del sur experimentan niveles de tensión por sobre los niveles establecido en la norma técnica para estado normal (1,05) en varios escenarios de demanda baja simulados. Estos escenarios se presentan en la tabla 7-61 y corresponden a escenarios de demanda baja para el año 2025.

Tabla 7-61: Escenarios de demanda baja simulados.

Escenarios de demanda baja	
E01	Verano Noche - Seco
E02	Verano Noche – Húmedo
E03	Verano Día - Seco
E04	Verano Día – Húmedo
E05	Invierno Noche - Seco
E06	Invierno Noche – Húmedo
E07	Invierno Día - Seco
E08	Invierno Día – Húmedo

A partir de los escenarios conformados se obtienen los niveles de tensión para el año 2025 en las principales subestaciones de la zona sur identificándose que para diversos escenarios los niveles de tensión se encuentran por sobre los límites establecidos en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio. Cabe indicar que se emplearon los recursos disponibles en el sistema para cada escenario que permitiesen controlar los niveles de tensión, es decir se mantuvieron fuera de servicio centrales de generación que no estaban consideradas para cada uno de los escenarios implementados. En la figura 7.122, se presentan los niveles de tensión obtenidos.

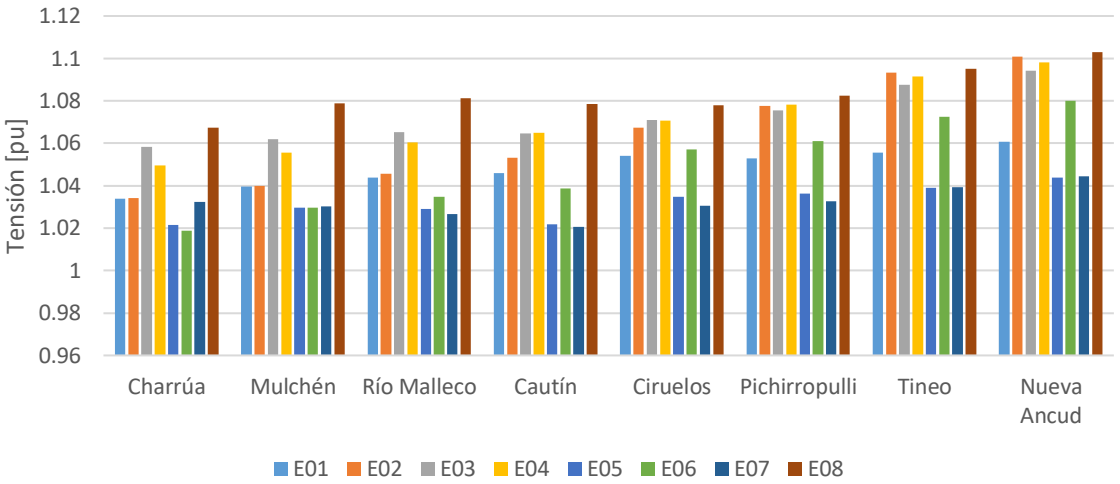


Figura 7.122 - Perfiles de tensión ante diversos escenarios modelados.

Se aprecia que en 6 de 8 escenarios se presentan niveles de tensión por sobre los límites de tensión permisibles para estado normal, siendo el escenario 8 el más perjudicial dado que en dicha simulación considera menos generación en la zona sur.

Tras la problemática identificada se procede a evaluar la incorporación de absorción de potencia reactiva en módulos de 50 a 100 [MVAr] con pasos de 10 [MVAr] en distintas barras del sistema. De tal forma que obtiene la información que se presenta en las figura 7.123 a figura 7.128, donde cada serie de datos representa la barra en la cual se está incorporando el equipo de absorción de reactivos, mientras que en la parte superior de la gráfica se indica la capacidad del equipo.

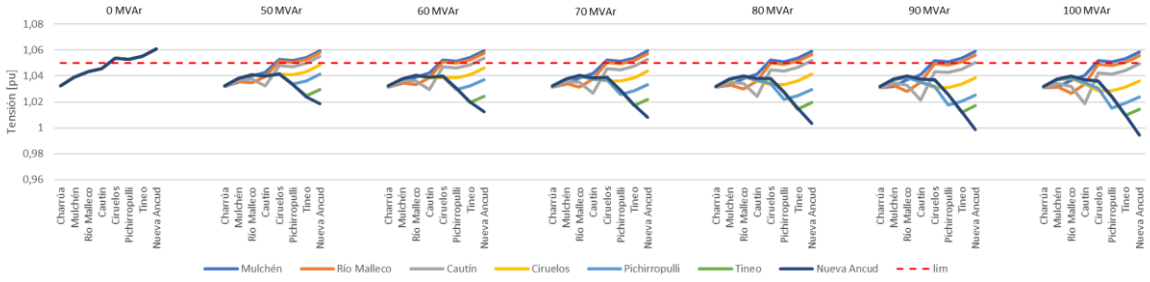


Figura 7.123 - E01 Perfiles de tensión al incorporar un reactor variando ubicación y capacidad.

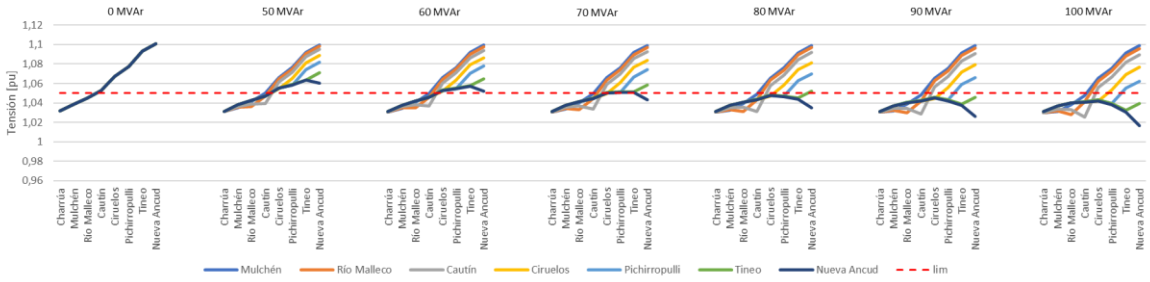


Figura 7.124 - E02 Perfiles de tensión al incorporar un reactor variando ubicación y capacidad.

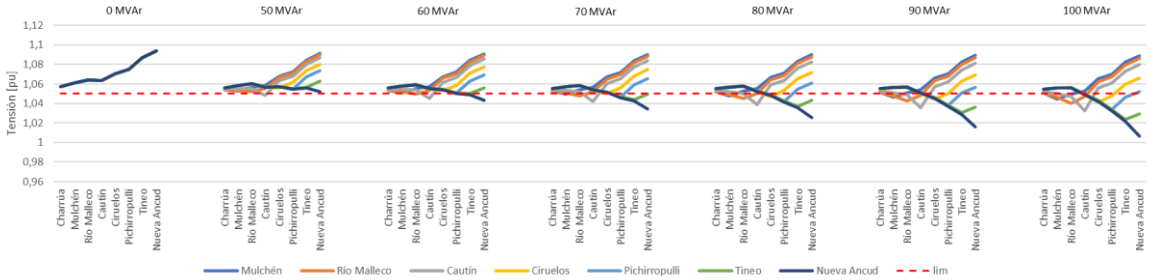


Figura 7.125 - E03 Perfiles de tensión al incorporar un reactor variando ubicación y capacidad.

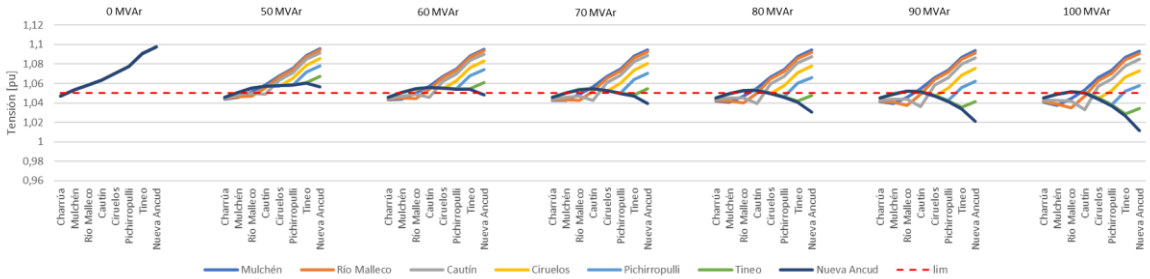


Figura 7.126 E04 Perfiles de tensión al incorporar un reactor variando ubicación y capacidad.

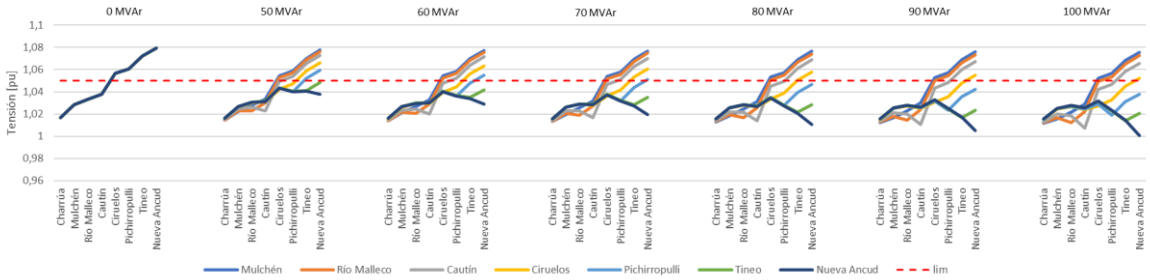


Figura 7.127 - E06 Perfiles de tensión al incorporar un reactor variando ubicación y capacidad.

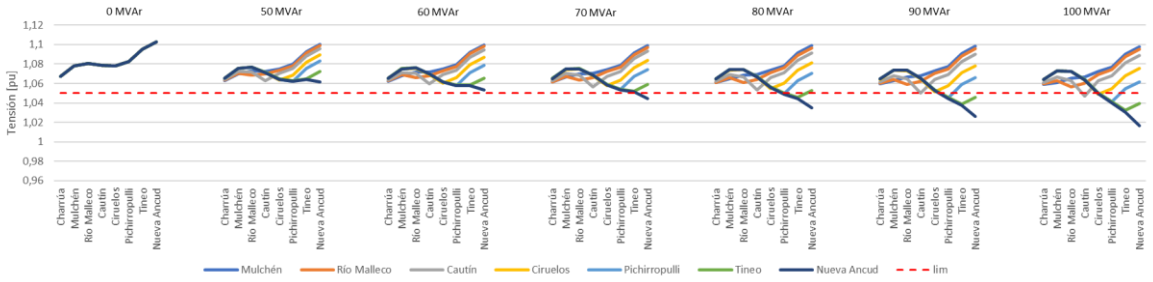


Figura 7.128 - E08 Perfiles de tensión al incorporar un reactor variando ubicación y capacidad.

De las figuras se aprecia que para el escenario E01 los problemas de sobre tensión se observan en la zona sur lo cual es resuelto con un reactor de 50 [MVAr] ubicado entre las subestaciones Ciruelos y Nueva Ancud. Esta misma problemática se presencia en el escenario E02, sin embargo, en este caso es necesario incorporar un reactor de 80 [MVAr] en la S/E Nueva Ancud o uno de al menos 90 [MVAr] en la S/E Tineo. Respecto al E03 y E04 se aprecia que con un banco de reactor no se podría solucionar las sobre tensiones visualizadas, no obstante, las mejores opciones serían un banco de 80 [MVAr] en la S/E Río Malleco y un banco de 80 [MVAr] en la S/E Nueva Ancud. Sobre el escenario E06 se aprecia que un Reactor de 50 [MVAr] ubicado en la S/E Tineo o Nueva Ancud es suficiente para mantener los niveles de tensión dentro de los rangos permisibles. Por último, el escenario E08, el que presenta las mayores sobretensiones, se aprecia que con un reactor en Mulchén o en Río Malleco no es suficiente para disminuir las tensiones en la zona, mientras que para la zona sur un reactor de 100 [MVAr] permitiría mantener los niveles de tensión entre las SSEE Ciruelos y Nueva Ancud dentro de los rangos permitidos.

A partir de los resultados obtenidos se identifica la necesidad de absorber reactivos en la zona norte y sur del sistema estudiado. Si bien las combinaciones son varias se opta por un reactor de 80 [MVAr] en cada punto y evaluar la ubicación entre un reactor en la S/E Río Malleco o Ciruelos y otro en la S/E Tineo o Nueva Ancud. Los resultados obtenidos se presentan en la figura 7.129.

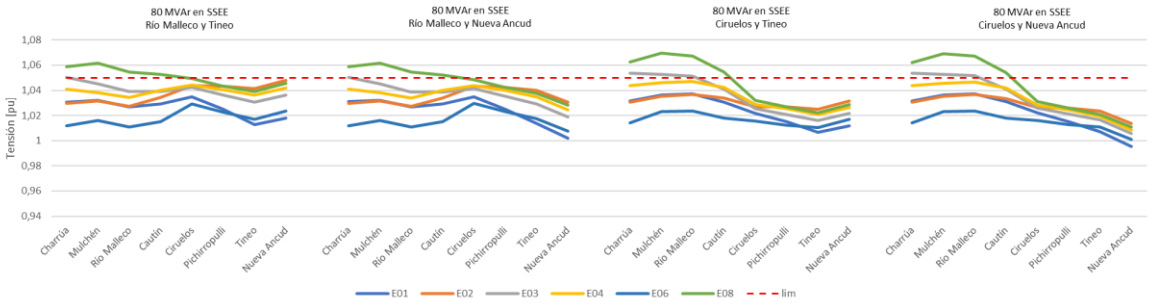


Figura 7.129 - Perfiles de tensión con 2 reactores de 80 [MVAr] en distintos puntos.

De la gráfica se identifica que la solución que se adapta mejor a los requerimientos corresponde a la de incorporar un reactor en la S/E Río Malleco y otro en la S/E Nueva Ancud. Si bien se aprecia que para el escenario E08 aún existen sobre tensiones entre las SSEE Charrúa y Cautín, no obstante, estas disminuyen al incorporar el reactor propuesto en la S/E Ancoa y además se puede controlar

tensión en la zona mediante la generación y/o medidas operativas en la zona en el caso de que ocurra dicha situación.

El primer proyecto consiste en la ampliación de las barras de la S/E Río Malleco, tal que se permita conectar un nuevo reactor de 80 MVAr y realizar el seccionamiento de la futura línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos energizada en 220 kV. Mientras que el segundo proyecto consiste incorporación de un nuevo reactor de 80 MVAr en la S/E Nueva Ancud. A continuación, se muestra la valorización de los proyectos planteados:

Tabla 7-62: Valorización estimada de Nuevo Reactor y adecuaciones Río Malleco.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**3.997**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**539**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**4.537**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**749**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**5.286**

Tabla 7-63: Valorización estimada de Nuevo Reactor Nueva Ancud.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**3.199**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**416**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.615**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**596**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.211**

7.6.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PROYECTOS EN LA ZONA

En base a la sensibilización a la proyección de demanda mostrada en el capítulo 3.5.1, se identifican los proyectos listados en la tabla 7-64, los cuales podrían ser postergados para propuestas de planificación de la transmisión futuras.

N°	Obra de Transmisión Propuesta
1	Nuevo Transformador 66/13,8 kV de 16 MVA en S/E Los Lagos.
2	Nuevo Transformador de 110/23 kV de 16 MVA em S/E Ancud.
3	Nuevo Transformador de 110/23 kV de 16 MVA em S/E Pid Pid.

Tabla 7-64. Obras postergables en función de la nueva demanda proyectada.

8 RECOMENDACIONES

A modo de síntesis y conclusión del análisis de Expansión de la Transmisión realizado por el Coordinador, se presentan de la tabla 8-1 a la tabla 8-4 , las que contienen las obras nuevas y de ampliación que se requiere llevar a cabo durante los próximos años, de tal forma que se mantenga la suficiencia y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

8.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

8.1.1 OBRAS PROPUESTA 2020

Tabla 8-1: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2020.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Ampliación en S/E Crucero	-	-	ago-23	Inmediata	Nacional	24	9,3	Robustez y permite la conexión de nuevos proyectos de generación para la zona	Ampliación
2	Reemplazo Transformador 110/23 kV de 10 MVA a 40 MVA en Tap Off La Negra	40	-	ago-23	Inmediata	Zonal	24	2,3	Evita sobrecarga de transformadores existentes en Tap-Off La Negra.	Ampliación
3	Reemplazo Transfo|rmador 110/23 kV de 5 MVA a 10 MVA en S/E Taltal (ELECDA)	30	-	ago-23	Inmediata	Zonal	24	1,7	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Taltal (ELECDA).	Ampliación

8.2 ZONA QUINTA REGIÓN Y METROPOLITANA

8.2.1 OBRAS PROPUESTA 2020

Tabla 8-2: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2020.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de capacidad línea 1x110 KV Las Vegas – Esperanza y habilitación segundo circuito más Aumento de Capacidad Línea 110 kV Esperanza – Nueva S/E Rio Aconcagua	180	0,3	ago-23	Inmediata	Zonal	24	5,4	Robustez y seguridad a Sistema Transmisión Zona Quinta.	Ampliación
2	Aumento de Capacidad línea 2x110 KV By pass Los Andes – S/E Los Maquis.	180	21	ago-23	Inmediata	Zonal	24	4,0	Robustez y seguridad a Sistema Transmisión Zona Quinta.	Ampliación
3	Aumento de Capacidad S/E Santa Marta 110 /12 kV	50		feb-23	Inmediata	Zonal	18	3,8	Robustez y seguridad a Sistema Transmisión Zona Quinta.	Ampliación
4	Aumento de capacidad línea 2x110 KV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores	250	8,3	ago-23	Inmediata	Zonal	24	2,9	Robustez y seguridad a Sistema Transmisión Zona Quinta.	Ampliación

8.3 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

8.3.1 OBRAS PROPUESTA 2020

Tabla 8-3: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2020.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Nuevo Transformador 66/15 kV de 30 MVA en S/E Cachapoal.	30	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,7	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Cachapoal.	Ampliación
2	Reemplazo de unidad de 66/15 kV 9,4 MVA por unidad de 66/15 kV 20 MVA en S/E Chimbarongo.	20	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	1,9	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Chimbarongo.	Ampliación
3	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 10 MVA S/E Cocharcas	10		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,0	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Cocharcas.	Ampliación
4	Nuevo Transformador de 69/15,3 kV de 30 MVA en S/E Fátima	30	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,3	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Fátima.	Ampliación
5	Nuevo Transformador de 66/33-23 kV de 15 MVA en S/E Hualte.	10	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Hualte.	Ampliación
6	Nuevo Transformador de 66/24-13,8 kV de 20 MVA en S/E Marchigue.	30	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,3	Evita sobrecarga transformador existente S/E Marchigue.	Ampliación
7	Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 10 MVA en S/E Parronal.	10	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,3	Evita sobrecarga transformador existente S/E Parronal.	Ampliación
8	Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 10 MVA en S/E Placilla.	5	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,0	Evita sobrecarga transformador existente S/E Placilla.	Ampliación
9	Nuevo Transformador de 33/23 kV de 10 MVA en S/E Quirihue	10		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,7	Evita sobrecarga transformador existente S/E Placilla.	Ampliación
10	Nuevo Transformador de 66/13,2 kV de 15 MVA en S/E Rauquén.	15	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,4	Evita sobrecarga transformador existente S/E Rauquén.	Ampliación
11	Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 16 MVA en S/E San Rafael.	16		feb-23	Inmediata	Zonal	18	3,9	Evita sobrecarga transformador existente S/E San Rafael	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
12	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 20 MVA en S/E Quilmos II	30		feb-23	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita sobrecarga transformador existente S/E Santa Elvira.	Ampliación
13	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 30 MVA en S/E Talca.	30		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,4	Evita sobrecarga transformador existente S/E Talca.	Ampliación
14	Nuevo Transformador de 66/13,2 kV de 25 MVA en S/E Tres Esquinas.	10		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,4	Evita sobrecarga transformador existente S/E Tres Esquinas.	Ampliación
15	Nuevo Transformador de 154/69/13,8 kV de 60/75 MVA Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Punta Cortés.	75		feb-23	Inmediata	Zonal	18	4,3	Evita sobrecarga transformador existente S/E Tres Esquinas.	Ampliación
16	Reemplazo de unidad de 154/69/14,8 kV 17,5/25 MVA por una unidad de 154/69/14,8 kV 75/25 MVA en S/E Teno.	75		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,6	Evita sobrecarga transformador existente S/E Tres Esquinas.	Ampliación
17	Nuevo Transformador de 300 MVA, reemplazo de BBCC en terciario de transformador N°1 y reemplazo de TT/CC paños A3 y A4 en S/E Itahue			ago-23	inmediata	Zonal	24	13,2	Permite incrementar la seguridad N-1 de la zona, junto con preservar la seguridad ante aperturas del sistema de 154 kV al norte de la S/E Itahue	Ampliación
18	Aumento de Capacidad Línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa (1)	60	4,6	ago-23	Inmediata	Zonal	24	0,5	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación
19	Aumento de Capacidad Línea 1x33 kV Quilmo – Lajuelas (1)	60	8,5	ago-23	Inmediata	Zonal	24	0,5	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación
20	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin a 60 MVA	60	4,5	ago-23	Inmediata	Zonal	24	0,9	Evita congestión transformador existente S/E Tres Esquinas.	Ampliación
21	Aumento de Capacidad Línea 1x66 Kv Tap Off Los Lirios – Chumaquito (2)	60	6,3	ago-23	Inmediata	Zonal	24	0,7	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación
22	Aumento de Capacidad línea 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios (2)	90	7,3	ago-23	Inmediata	Zonal	24	0,7	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
23	Aumento de capacidad Línea 2x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza a 90 MVA (2)	90	2	ago-23	Inmediata	Zonal	24	0,7	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación
24	Aumento de Capacidad línea 2x66 kV Molina – Curicó a 60 MVA	60	15,5	ago-23	Inmediata	Zonal	24	4,1	Evita sobrecarga transformador existente S/E Tres Esquinas.	Ampliación
25	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado a 90 MVA	90	2	ago-23	Inmediata	Zonal	24	0,5	Evita sobrecarga transformador existente S/E Tres Esquinas.	Ampliación
26	Aumento de Capacidad La línea 1x66 kV Tap Off Tres Esquinas – Tres Esquinas a 60 MVA	60	0,3	ago-23	Inmediata	Zonal	24	0,4	Evita sobrecarga transformador existente S/E Tres Esquinas.	Ampliación
27	Aumento de Capacidad línea 1x66 kV Villa Prat - Parronal a 60 MVA	60	8	ago-23	Inmediata	Zonal	24	1,4	Evita sobrecarga transformador existente S/E Tres Esquinas.	Ampliación
28	Nuevo Reactor de Barra En S/E Ancoa 500 kV, cambio de TT/CC línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa en extremo S/E Ancoa y cambio de TT/CC línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel Circuitos 1 y 2, en ambos extremos.			ago-23	Inmediata	Nacional	24	11,5	Permitir el control de tensión en la barra de 500 kV en la S/E Ancoa en baja demanda. Adicionalmente, permitir el uso de las líneas acorde a su capacidad nominal.	Ampliación
29	BB/CC en S/E Monterrico			feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,1	Mejorar la regulación de tensión en la zona Alto Jahuel – Charrúa en época estival con alta demanda.	Calidad del Servicio
30	Aumento de Capacidad de Barra 66 kV S/E Rancagua.	-	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	0,6	Por requerimiento de desarrollo de nuevos proyectos para la zona.	Ampliación
31	Readecuación del Paño J6 y reemplazo de TT/CC en paños K1 Y K2 de S/E Charrúa.	-	-	ago-23	Inmediata	Nacional	24	4,1	Readecuando el paño J6 de la línea 1x220 kV Charrúa – Concepción desde la sección N°2 a la N°3, evita la sobrecarga de la línea 154 kV Hualpén - San Vicente, ante desconexión de la sección N°2 de la S/E Charrúa 220 kV. Adicionalmente, el reemplazo de los TT/CC permite el uso de las líneas acorde a su capacidad nominal.	Ampliación

8.4 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

8.4.1 OBRAS PROPUESTA 2020

El siguiente listado de obras corresponden a aquellas propuestas que solucionan problemáticas identificadas en el diagnóstico 2020.

Tabla 8-4: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2020.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Longitud [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constructivo [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Ampliación S/E Rio Malleco e incorporación de Reactor 80 MVAr y seccionamiento futuro línea 2x220 kV Entre Ríos-Ciruelos			ago-23	Inmediata	Nacional	24	5,3	Evita problemas de tensión zona Sur	Ampliación
2	Nuevo reactor de 80 MVAr en la S/E Nueva Ancud			ago-23	Inmediata	Nacional	24	4,2	Evita problemas de tensión zona Sur	Nuevo
3	Nuevo Transformador 66/13,8 kV 16 MVA S/E Los Lagos.	16		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,4	Evita sobrecarga de transformadores en S/E Los Lagos	Ampliación
4	Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Ancud	16		feb-23	Inmediata	Zonal	18	3,4	Evita sobrecarga de transformadores en S/E Ancud.	Ampliación
5	Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Pid Pid.	16		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,7	Evita sobrecarga de transformador en S/E Pid Pid	Ampliación