

PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN - 2019

22 de enero de 2019

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Juan Carlos Araneda T. – Gerente de Planificación de la Transmisión

REVISORES

Nombre	Cargo
Andrés Guzmán C.	Subgerente de Planificación Eléctrica
Deninson Fuentes del C.	Jefe de 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
Eduardo Esparguel G.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Goyeneche R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Saavedra V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitivo	Enviado a la Comisión Nacional de Energía
	Publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

CONTENIDO

1	RESUMEN EJECUTIVO	4
2	INTRODUCCIÓN	13
3	CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS	16
3.1	OFERTA	16
3.2	DEMANDA	19
4	METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO	21
4.1	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL	21
4.2	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ZONAL	28
5	DIAGNÓSTICO	40
5.1	ZONA NORTE GRANDE	41
5.2	ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA	59
5.3	ZONA QUINTA REGIÓN	78
5.4	ZONA REGIÓN METROPOLITANA	91
5.5	ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA	107
5.6	ZONA CHARRÚA – CHILOÉ	132
6	ANÁLISIS Y SOLUCIONES	153
6.1	ZONA NORTE GRANDE	153
6.2	ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA	157
6.3	ZONA QUINTA REGIÓN	185
6.4	ZONA REGIÓN METROPOLITANA	188
6.5	ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA	215
6.6	ZONA CHARRÚA – CHILOÉ	256
7	RECOMENDACIONES	303
7.1	ZONA NORTE GRANDE	303
7.2	ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA	304
7.3	ZONA QUINTA REGIÓN	305
7.4	ZONA REGIÓN METROPOLITANA	306
7.5	ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA	309
7.6	ZONA CHARRÚA – CHILOÉ	310

1 RESUMEN EJECUTIVO

En atención al procedimiento de planificación de la transmisión establecido en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos, el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente Coordinador, ha elaborado la propuesta de expansión para los distintos segmentos del Sistema de Transmisión correspondiente al año 2019, en base a una evaluación técnico - económica de las necesidades de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

Para determinar el plan de expansión de transmisión propuesto, se ha analizado el comportamiento de los flujos de potencia esperados en los tramos del sistema eléctrico, las condiciones de cumplimiento normativo y los posibles requerimientos de expansión, atendiendo los criterios señalados en el artículo 87° del referido cuerpo legal, los cuales dicen relación con la minimización de riesgos de abastecimiento, la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, la 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.

Con el objetivo de determinar el comportamiento del sistema eléctrico y las opciones óptimas de expansión de la transmisión, el estudio 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 dos escenarios, a partir de los datos del Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) liderado por el Ministerio de Energía. Los escenarios fueron desarrollados mediante métodos de co-optimización, dando cuenta de requerimientos de reserva de corto plazo para el control de potencia activa 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. El Escenario 2 considera una matriz hidrológica reducida a los últimos 30 años de la estadística, buscando reflejar condiciones de menor disponibilidad del recurso hídrico en el futuro. Junto con lo anterior, se realizan 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 obtienen los despachos que 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 estas, 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 en la NTSyCS, y que por consiguiente atentasen contra la seguridad de servicio, todo lo cual se tradujo en un set de obras de expansión que se juzgan necesarias, dentro del horizonte de análisis, con especial énfasis en el período 2019-2025.

Como resultado del presente estudio, se ha determinado la propuesta de expansión para los Sistemas de Transmisión.

En resumen, la propuesta está compuesta por 47 proyectos que totalizan un monto de 210,6 millones de dólares de inversión. Del total de proyectos, 4 corresponden a proyectos de desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional (66,4 millones de dólares), mientras que los restantes 43 proyectos, corresponden a propuestas para el desarrollo de la Transmisión Zonal (144,2 millones de dólares).

Dentro de los proyectos propuestos existen algunos equivalentes que fueron incorporados por la Comisión en su Informe Técnico Final de Expansión 2018 (REx. 14/2019), los que se venían estudiando como parte de esta Propuesta de Expansión de la Transmisión.

El detalle de los proyectos propuestos se encuentra en la Tabla 1-1.

Tabla 1-1 Resumen Propuestas Plan de Expansión Año 2019

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Longitud [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constructivo [meses]	VI [MMUSD]	Ref.	Comentario
1	Seccionamiento LTx 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada en S/E Don Héctor	-	-	feb-23	Inmediata	Nacional	24	9		Permite conexión de nuevos proyectos de generación.
2	CER en S/E Maipo (-200/+400 MVA)	400	-	feb-23	Inmediata	Nacional	24	40		Aumenta capacidad de transmisión Ancoa – Alto Jahuel 500 kV
3	Seccionamiento LTx 1x220 kV Los Peumos – Duqueco en S/E Mulchén y cambio de conductor del tramo Mulchén – Charrúa (264 a 530 MVA, a 25°C con sol)	530	68	feb-24	Inmediata	Nacional	36	16,7		Permite conexión de nuevos proyectos de generación.
4	Ampliación en S/E Tineo	-	-	feb-22	Inmediata	Nacional	12	0,7		Permite conexión de proyecto eólico Aurora.
5	Aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x110 kV de 51 km Choapa – Illapel.	90	51	feb-23	Inmediata	Zonal	24	5,7		Evita congestión línea 1x66 kV Choapa – Illapel.
6	Nuevo Transformador 66/23 kV de 10 MVA en S/E Monte Patria.	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5		Evita congestión transformador existente S/E Monte Patria.

7	Nuevo Transformador 66/23 kV de 30 MVA en S/E OVALLE.	30	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2	Evita congestión transformadores existentes S/E Ovalle.
8	Nuevo Transformador 110/23 kV de 20 MVA en S/E QUÍNQUIMO.	20	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,1	Evita congestión transformador existente S/E Quinquimo.
9	Aumento de capacidad de transmisión de tramo de 1 km de la línea 1x110 kV de 40 km Quillota – Marbella.	60	1	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,2	Evita congestión tramo de 1 km de la línea 1x110 kV Quillota – Marbella.
10	Habilitar transformador de respaldo de 13 MVA en S/E Cabildo.	13	-	feb-22	Inmediata	Zonal	12	0,5	Evita congestión transformador existente S/E Cabildo.
11	Aumento de capacidad S/E Algarrobo Norte. Nueva Unidad 110/66 kV – 20 MVA.	20	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,2	Evita congestión transformador existente S/E Algarrobo Norte.
12	Habilitación segundo transformador 66/12,5 kV S/E Balandras.	12	-	feb-22	Inmediata	Zonal	12	0,2	Evita congestión transformador existente S/E Balandras.
13	Aumento de capacidad S/E Batuco. Nueva Unidad 110/23 – 50 MVA.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión transformadores existentes S/E Batuco.
14	Aumento de capacidad S/E Lo Boza. Reemplazo Unidad 110/12 kV – 22,4 MVA por unidad de 110/12 kV – 50 MVA.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,8	Evita congestión transformadores existentes S/E Lo Boza.

15	Nueva S/E Mapocho 3x50 MVA – Ltx 110 kV - 250 MVA Tap Vitacura – Nueva S/E Mapocho.	150	-	ago-24	Inmediata	Zonal	42	50	Evita congestión transformadores existentes de la zona oriente de Santiago.
16	Aumento de capacidad S/E Los Almendros. Nueva Unidad 220/110 kV – 400 MVA.	400	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	15,8	Evita congestión transformador existente S/E Los Almendros.
17	Aumento de capacidad S/E Costanera. Nueva Unidad 110/12 kV – 50 MVA.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,0	Evita congestión transformadores existentes S/E Costanera.
18	Aumento de capacidad S/E Maipú. Reemplazo Unidad 110/12 kV – 22,4 MVA por unidad de 110/12 kV – 50 MVA.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,8	Evita congestión transformadores existentes S/E Maipú.
19	Aumento de capacidad S/E Pajaritos. Nueva Unidad 110/12 kV – 50 MVA.	100	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión transformadores existentes S/E Pajarito.
20	Aumento de capacidad S/E Lo Aguirre. Nueva Unidad 110/23 kV – 50 MVA.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión transformadores existentes S/E Lo Aguirre.
21	Aumento de capacidad de línea 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo.	200	0,06	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,8	Evita congestión tramo de 1 km de la línea 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo.

22	Aumento de capacidad de línea 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur.	250	0,9	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,8	Evita congestión tramo de 1 km de la línea 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur.
23	Aumento de capacidad de línea 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor.	200	4,2	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión tramo de 1 km de la línea 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor.
24	Nuevo transformador 220/23 kV - 50 MVA S/E Nueva Seccionadora Lampa.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión transformadores existentes S/E Lampa.
25	Nuevo transformador 110/12,5 kV 50 MVA S/E Santa Raquel	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión transformadores existentes S/E Santa Raquel.
26	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Chumaquito.	18,7	-	ago-24	2020	Zonal	18	1,9	Evita congestión transformador existente S/E Chumaquito.
27	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Hospital.	18,7	-	ago-24	2020	Zonal	18	1,9	Evita congestión transformador existente S/E Hospital.
28	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Ranguilí.	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformador existente S/E Ranguilí.
29	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Panguilemo.	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformador existente S/E Panguilemo.
30	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Parral.	30	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,1	Evita congestión transformador existente S/E Parral.

31	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Pelequén.	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformador existente S/E Pelequén.
32	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Hualañé.	5	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,4	Evita congestión transformador existente S/E Hualañé.
33	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Villa Prat.	15	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,8	Evita congestión transformador existente S/E Villa Prat.
34	Aumento de Capacidad de Transmisión de la Línea 1x66 kV Talca - Piduco	82	2,9	feb-23	Inmediata	Zonal	24	0,5	Evita congestión Línea 1x66 kV Talca – Piduco.
35	Aumento de Capacidad de Transmisión de la Línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo	66	5,7	feb-24	2020	Zonal	24	1,0	Evita congestión Línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo.
36	Aumento de Capacidad de Barra 66 kV S/E Teno	-	-	feb-22	Inmediata	Zonal	12	0,3	Por requerimiento de desarrollo de generación en la zona.
37	Aumento de Capacidad S/E Parral. Instalación BBCC 15 MVar.	-	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,9	Soluciona problemas de regulación de tensión en la zona
38	Aumento de Compensación Reactiva Zona Jahuel – Charrúa.	-	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	5,0	Calidad de Servicio
39	Aumento de capacidad S/E Penco. Nueva Unidad 66/15 kV – 10 MVA.	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformador existente S/E Penco.

40	Aumento de capacidad S/E Chiguayante. Reemplazo Unidad 66/13,2 kV – 16,6 MVA por unidad de 66/13,2 kV – 30 MVA.	30	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,6	Evita congestión transformadores existentes S/E Chiguayante.
41	Aumento de capacidad S/E Laja. Reemplazo de las dos Unidades 66/13,8 kV – 5 MVA por unidad de 66/13,8 kV – 16 MVA	16	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,4	Evita congestión transformadores existentes S/E Laja.
42	Aumento de capacidad S/E Pillanlelbún. Reemplazo de la Unidad 66/23 kV – 5 MVA por unidad de 66/23 kV – 10 MVA	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformador N°2 de la S/E Pillanlelbún.
43	Aumento de capacidad S/E Traiguén. Nueva Unidad 66/13,2 kV – 10 MVA	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformadores existentes S/E Traiguén.
44	Aumento de capacidad S/E Alto Bonito. Nueva Unidad 110/23 kV – 30 MVA	30	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,3	Evita congestión transformador existente S/E Alto Bonito.
45	Aumento de capacidad S/E Castro. Nueva Unidad 110/23 kV – 16 MVA	16	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2	Evita congestión transformador existente S/E Castro.

46	Aumento de capacidad S/E Pucón. Nuevo Equipo de Compensación 10 MVar.	-	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,7	Soluciona problemas de regulación de tensión en la zona
47	Aumento de capacidad de transmisión líneas 1x66 kV Temuco – Pumahue C2 y 1x66 kV Pumahue – Chivilcán.	90	5	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,8	Evita congestión línea 2x66 kV Temuco – Padre Las Casas.

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, se encuentran en fase de consulta pública. Debido a lo anterior, es que el Coordinador ha estimado pertinente considerar criterios y elementos metodológicos que ha desarrollado durante el último tiempo y ha incluido en las recomendaciones previas.

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

Capítulo 1

Resumen Ejecutivo: Corresponde al Resumen con los resultados de la recomendación de Plan de Expansión de los Sistemas de Transmisión.

Capítulo 2

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

Capítulo 3

Escenarios de Oferta y Demanda: En este capítulo se sintetizan los resultados de la aplicación metodológica para estas materias, que se detalla en documentos anexos. En lo que respecta a la demanda, presenta la previsión del consumo para 20 años, en tanto para la generación, entrega la información relevante y descriptiva de los dos escenarios de oferta desarrollados.

Es importante destacar que la elaboración de la previsión de demanda fue realizada combinando un método top-down con herramientas estocásticas de simulación y panel de países OCDE, junto con una variante botton-up, mediante la realización de encuestas a grandes clientes libres. Por su parte, la elaboración de los escenarios de generación fueron desarrollados considerando los resultados del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, llevado a cabo por el Ministerio de Energía, aplicando herramientas de co-optimización, que dieran cuenta de las restricciones sobre los requerimientos de control de frecuencia y seguimiento de la demanda que presentará el sistema en el horizonte de estudio (20 años), así como los requerimientos estructurales generales y eficientes de transmisión que implicarían grandes bloques de nueva generación en dicho horizonte.

Capítulo 4

Metodología: Este capítulo describe la base metodológica y los criterios desarrollados para la elaboración de la previsión de la demanda, para la determinación de los escenarios de oferta y para la realización de los análisis de expansión y de requerimientos de compensación reactiva del sistema de transmisión, incluyéndose en particular este año, una metodología para abordar la problemática de suficiencia de transformación en las subestaciones frontera con los sistemas de distribución.

Capítulo 5

Diagnóstico: En este capítulo se describe el Sistema Eléctrico Nacional segmentado en 6 zonas. Para las cuales se entrega una caracterización de las instalaciones que la componen, junto con los principales resultados de la simulación de la utilización de los distintos tramos del Sistema de Transmisión Nacional, cuya finalidad es determinar las instalaciones y zonas que deben revisarse para efectos de proponer eventuales expansiones. Dicha simulación se realiza para un horizonte de 20 años y considerando variabilidad hidrológica, eólica y solar (57 series). Adicionalmente, los Sistemas de Transmisión Zonales fueron abordados considerando la fuerte dependencia de las características del consumo respecto del uso de las instalaciones de transmisión para las máximas demandas anuales coincidentes en los meses de altas temperaturas para las líneas y transformadores AT/AT. El análisis anterior se desarrolló fundamentalmente verificando en esta ocasión la suficiencia de las instalaciones y, donde lo ameritara, las condiciones de seguridad de servicio.

El análisis se desarrolló considerando las siguientes zonas geográficas:

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

Capítulo 6

Análisis de propuestas de Expansión: 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 las zonas donde se preveían congestiones relevantes o problemas de seguridad de servicio, tales como las áreas comprendidas entre Maitencillo y 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 algunos 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. 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.

Capítulo 7

Recomendación de Expansión: En este capítulo se resume la recomendación de plan 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 Eléctrica, el cual indica que en el proceso de Planificación de la Transmisión se deberá considerar la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio de Energía, los supuestos más relevantes para la elaboración de planes de obras de generación de largo plazo, como lo son los costos de inversión, los potenciales de generación por zona, y los supuestos para conformación de escenarios energéticos de largo plazo fueron obtenidos de la PELP elaborada por el Ministerio. No obstante, para poder dar cumplimiento a los criterios de planificación contenidos en el mismo artículo, y a los desafíos operativos impuestos por la inserción de ERV, fue necesario realizar la optimización de los planes de obra considerando la propuesta metodológica presentada en Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018¹, por consiguiente, se consideraron sólo 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. A pesar de lo anterior, se verificó que había una gran convergencia entre los resultados obtenidos por el Coordinador, y los resultados de la PELP elaborada por el Ministerio de Energía. Además, habida cuenta de la reducción en los volúmenes afluentes a las distintas cuencas nacionales, se incluyen escenarios con una matriz hidrológica reducida a los últimos 30 años, buscando reflejar condiciones de menor disponibilidad del recurso hídrico.

En la Tabla 3-1 se ilustran las principales variables consideradas para la generación de escenarios, así como también, en los siguientes numerales de este documento se hace una caracterización de cada uno de ellos. Es preciso agregar que todos los valores de inversión utilizados son coincidentes con los provistos y utilizados por el Ministerio de Energía en la PELP.

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

Escenario	E1	E2
Hidrología Reducida	No	Sí
VI CSP	Ref.	Alto
VI Solar	Ref.	Ref.
VI Eólico	Ref.	Ref.
VI Geotérmica	Ref.	Ref.
VI Hidráulica	Ref.	Ref.
VI Baterías	Ref.	Ref.
VI Bombeo hidráulico	Ref.	Ref.
VI GNL	Ref.	Ref.

¹ Disponible en Capítulo 3.2: <https://www.coordinador.cl/informe-documento/desarrollo-y-nuevos-negocios/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-de-expansion-de-transmision-del-sistema-electrico-nacional/>

3.1.1 ESCENARIO 1

El Escenario 1 constituye la condición base para este estudio. En este, los valores de inversión que se utilizaron fueron básicamente los que indican las referencias utilizadas en la PELP.

La Figura 3.1 entrega una gráfica de la capacidad instalada adicional que se propone en este escenario, junto con la individualización en cantidades, por tecnología, en la Tabla 3-2.

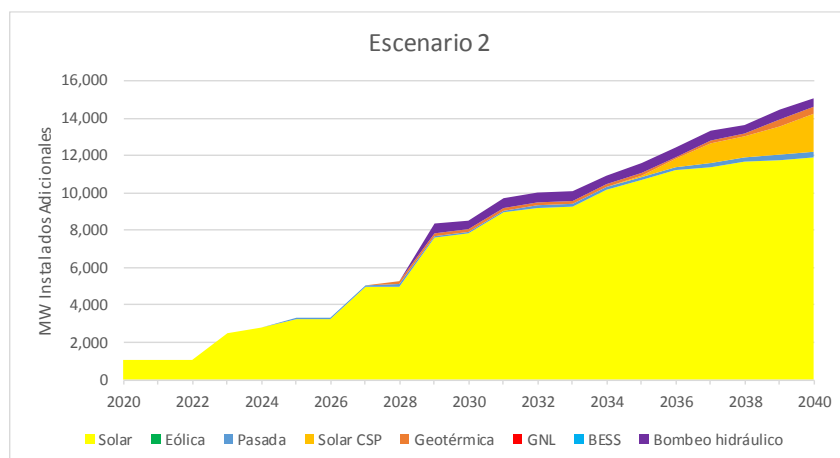


Figura 3.1 Capacidad Instalada Adicional, Escenario 1.

Tabla 3-2 Capacidad Instalada Adicional, Escenario 1.

Año	Eólica	Geotérmica	GNL	Pasada	Solar FV	CSP	BESS	Bombeo hidráulico
2020	0	0	0	0	1100	0	0	0
2021	0	0	0	0	1100	0	0	0
2022	0	0	0	0	1100	0	0	0
2023	0	0	0	0	2500	0	0	0
2024	0	0	0	0	2800	0	0	0
2025	0	0	0	91	3250	0	0	0
2026	0	0	0	91	3250	0	0	0
2027	0	0	0	91	4950	0	0	0
2028	0	150	0	91	5000	0	0	0
2029	0	150	0	91	7600	0	0	500
2030	0	150	0	91	7800	0	0	500
2031	0	150	0	91	8950	0	0	500
2032	0	150	0	134	9200	0	0	500
2033	0	150	0	134	9300	0	0	500
2034	0	150	0	134	10150	0	0	500
2035	0	150	0	134	10700	100	0	500
2036	0	150	0	134	11250	400	0	500
2037	0	150	0	184	11400	1085	0	500
2038	0	150	0	265	11650	1085	0	500

3.1.2 ESCENARIO 2

El Escenario 2, a diferencia del Escenario 1, junto con realizar sensibilidades en los valores de inversión de las tecnologías candidatas a ingresar al sistema, también realiza un sesgo hidrológico que consiste en reducir la muestra hidrológica a los últimos 30 años de la estadística.

La Figura 3.2 ilustra la capacidad de generación adicional requerida bajo esta proyección, junto con la Tabla 3-3 donde se describe las cantidades anuales que se modelaron.

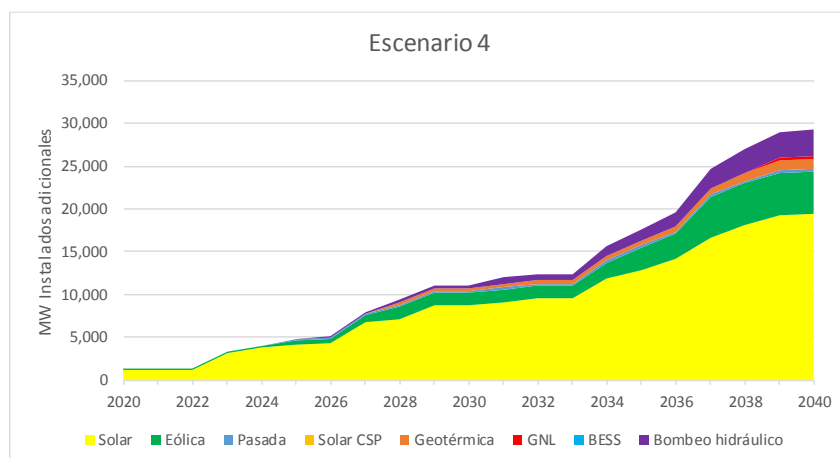


Figura 3.2 Capacidad Instalada Adicional, Escenario 2.

Tabla 3-3 Capacidad Instalada Adicional, Escenario 2.

Año	Eólica	Geotérmica	GNL	Pasada	Solar FV	CSP	BESS	Bombeo hidráulico
2020	150	0	0	0	1200	0	0	0
2021	150	0	0	0	1200	0	0	0
2022	150	0	0	0	1200	0	0	0
2023	150	0	0	0	3100	0	0	0
2024	150	0	0	0	3850	0	0	0
2025	450	0	0	134	4200	0	0	0
2026	450	0	0	134	4350	0	0	200
2027	850	0	0	134	6700	0	0	200
2028	1400	450	0	134	7150	0	0	200
2029	1400	450	0	134	8800	0	0	300
2030	1400	450	0	134	8800	0	0	300
2031	1500	450	0	234	9100	0	0	700
2032	1500	450	0	234	9500	0	0	700
2033	1500	450	0	265	9500	0	0	700
2034	1950	450	0	265	11800	0	0	1200
2035	2650	590	0	265	12850	0	0	1200
2036	2850	670	0	265	14250	0	0	1500
2037	4800	720	0	265	16650	0	0	2200
2038	4800	1015	0	265	18200	0	0	2700

3.2 DEMANDA

La metodología empleada para la proyección de la demanda, que se encuentra explicada en detalle en documento anexo a esta propuesta², consiste en empalmar un tratamiento de información top-down con otro bottom-up. Por un lado, se contemplan encuestas a grandes clientes libres para el periodo 2018 – 2037 y por otro lado se consideran proyecciones de demanda de un modelo econométrico desarrollado en el Estudio de previsión de demanda elaborado el año 2015³.

Las proyecciones de demanda de clientes regulados y clientes libres con potencia instalada menor a 30 MW se obtuvieron aplicando el crecimiento de demanda asociado al percentil 75% de las proyecciones del Estudio de Previsión de Demanda mencionado con antelación, actualizando los datos de entrada al modelo econométrico de acuerdo con la última información disponible de población, IMACEC y de facturación que posee el Coordinador.

A partir de lo anterior, la estimación de crecimientos se realizó a nivel regional:

1. Regiones AP- TA-AN-AT: Considera los consumos ubicados desde Maitencillo al norte.
2. Región CO: Considera los consumos ubicados entre Los Vilos y Pan de Azúcar.
3. Región VA: Considera los consumos ubicados entre Quillota y Nogales.
4. Región RM: Considera los consumos ubicados en la zona centro, entre Polpaico y Alto Jahuel.
5. Región OH: Considera los consumos ubicados entre la zona de Rancagua y Tinguiririca.
6. Región MA: Considera los consumos entre la zona de Itahue y Linares.
7. Región BI-NB: Considera los consumos ubicados en la zona de Concepción, Chillán y Lota.
8. Región AR: Considera los consumos ubicados entre Cautín y Tap Laja.
9. Región LR-LL: Considera los consumos ubicados al sur de la subestación Ciruelos.

Para el caso de los grandes clientes libres, cuya potencia instalada es mayor a 30 MW, se realizaron encuestas de proyección de potencia y energía. En este sentido, al considerar los resultados de estas encuestas y las estimaciones de los otros clientes, entregadas por medio del modelo econométrico, la suma de estas energías sobrepasa los valores estimados de energía proyectados usando este modelo, de modo que se consideró que el crecimiento en el consumo de los grandes clientes libres será tal como ellos informaron a través de las encuestas. Sin embargo, a partir del año 2033, el modelo econométrico alcanza niveles de demanda similares a las proyectadas considerando los resultados de las encuestas. De esta forma, para los años posteriores al 2033, se considera que los consumos de los grandes clientes libres crecerán de acuerdo con las tasas que entrega el modelo econométrico para clientes libres.

Las tasas de crecimiento y las energías utilizadas en la modelación se presentan en la Tabla 3-4 y Figura 3.3, respectivamente.

² Anexo 3 – Informe de Proyección de Demanda Eléctrica 2018 – 2038.

³ Disponible en: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/estudios-de-planificacion/attachment/informe-final-estudio-de-prevision-de-demanda-2015/>

Tabla 3-4 Previsión Total de Consumo del SEN

Año	Energía [GWh]	Crecimiento [%]
2018	71.004	
2019	73.512	3,5
2020	76.916	4,6
2021	81.273	5,7
2022	84.808	4,4
2023	89.446	5,5
2024	91.428	2,2
2025	93.030	1,8
2026	94.932	2,1
2027	96.872	2,0
2028	98.901	2,1
2029	100.868	2,0
2030	102.636	1,8
2031	104.329	1,7
2032	106.020	1,6
2033	108.274	2,1
2034	110.442	2,0
2035	112.482	1,9
2036	114.517	1,8
2037	116.515	1,7

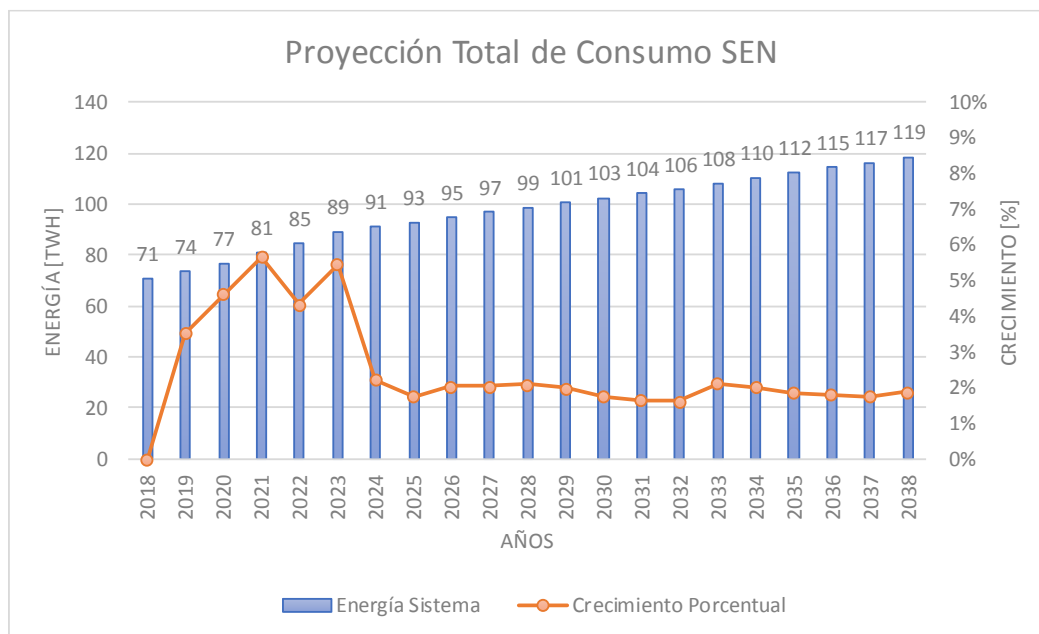


Figura 3.3 Proyección Total de Consumos del SEN

4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL

El proceso utilizado para la planificación de expansión de la red de transmisión considera seis etapas relevantes, entre ellas, la recolección de información y determinación de supuestos para la modelación, análisis y estudios para diagnóstico de Largo Plazo, diagnóstico de la utilización esperada del sistema, definición y análisis de desempeño de propuestas de expansión, evaluación de propuestas de expansión, y finalmente, definición del plan de obras de transmisión. Dicho proceso se representa de manera esquemática en Figura 4.1 y Figura 4.2.

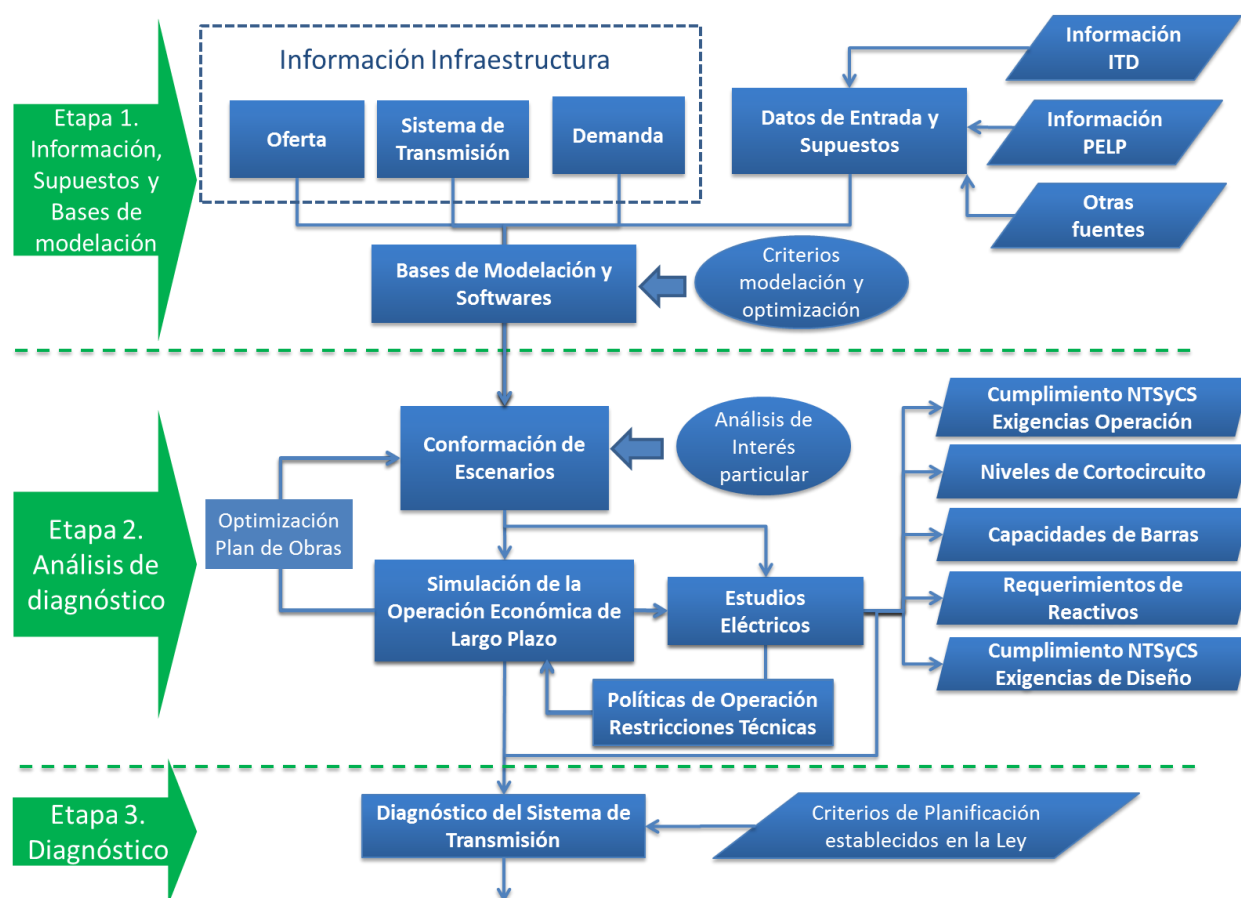


Figura 4.1: Diagrama del proceso Parte 1

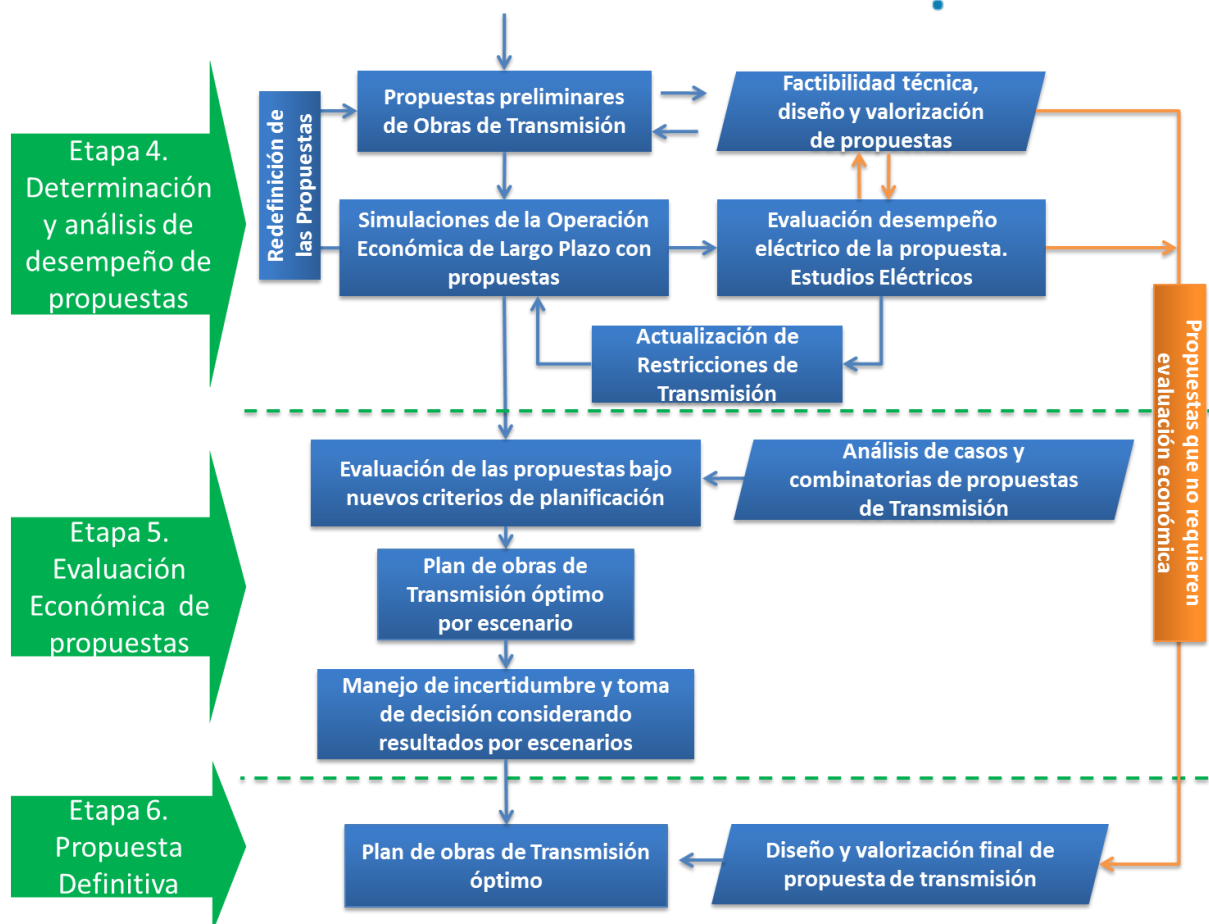


Figura 4.2: Diagrama del proceso Parte 2.

Para determinar las necesidades de expansión del sistema de transmisión, una vez incorporada toda la información en las bases de modelación, se proyecta la utilización esperada del sistema. Para esto se 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 liberando aumentando la máxima transferencia admisible por el tramo.

Luego, los resultados de utilización esperada del Sistema de Transmisión Nacional se presentan para cada zona de análisis por medio de gráficos de distinto tipo: de probabilidad de excedencia, temporales o de 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 los percentiles 0%, 20%, 80% y 100%. Estos valores se determinan a partir del universo de transferencias simuladas para cada mes, que resultan del considerar las 57 series de afluentes hidro (o 30, según escenario), eólico y solar, que dan origen a 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 niveles de transmisión de igual probabilidad de ocurrencia para las diversas condiciones hidrológicas, de ventosidad y radiación solar simuladas a lo largo del horizonte de planificación. Adicionalmente, en algunos casos en que resulta pertinente, se utilizan gráficos temporales en donde se muestran las trayectorias de flujos para tres condiciones hidrologías específicas.

4.1.1 CONSIDERACIONES PARA LA MODELACIÓN

Las bases sobre las cuales se desarrolló el diagnóstico y lo 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, así como también se definen supuestos, 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 de este ejercicio de planificación, se utilizan 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 2018 el año de inicio.

Luego de la modelación del sistema, se definen los supuestos y consideraciones de la operación con las que se evaluará 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 57 series hidrológicas históricas simuladas (o 30, según corresponda), 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:* 57, con información histórica desde 1960 a la fecha (exceptuando el Escenario 2, donde se utilizaron sólo 30 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°318/2017.

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 detectó la necesidad de evaluar una posible expansión, se modelan los 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 marginal⁴, 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) de realizar el proyecto, restando los beneficios en costo 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, por ende, la determinación de la solución más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación y combinación de las opciones posibles de desarrollo.

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

⁴ Costo marginal obtenido como promedio del último año de simulación.

actualización utilizada es 6%, que corresponde a la tasa determinada por el Ministerio de Desarrollo Social⁵ 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 deberá 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.

Para el caso particular del sector eléctrico, el egreso neto social previo a la entrada del proyecto corresponde a los desembolsos empleados para la adquisición de activos y materialización de este, mientras que, durante el periodo de operación, los egresos sociales netos corresponden al COMA. De esta forma la rentabilidad de la empresa transmisora constituye únicamente una transferencia interna entre los agentes del mercado de suma neta cero, ya que esta 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 mejor información disponible. Dicha 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 originarían en dicho periodo. En tanto, el COMA se distribuye anualmente desde la fecha en que la obra estudiada entraría 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.

⁵ Informe 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 económica⁶

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 los beneficios y costos sociales directos, y 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 espera considerar en los siguientes procesos de planificación de la expansión de la transmisión.

4.1.1.3.2 Criterio Min – Max Regret

Para 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.

En una primera etapa, cada uno de los escenarios generación-demanda analizados se asumen como certeros 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 se considera como una posible alternativa de expansión en la transmisión que será evaluada considerando que se cumple un escenario distinto al que origina dicho plan, de modo de calcular el arrepentimiento o

⁶ El VI utilizado no incorpora los intereses intercalarios.

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.

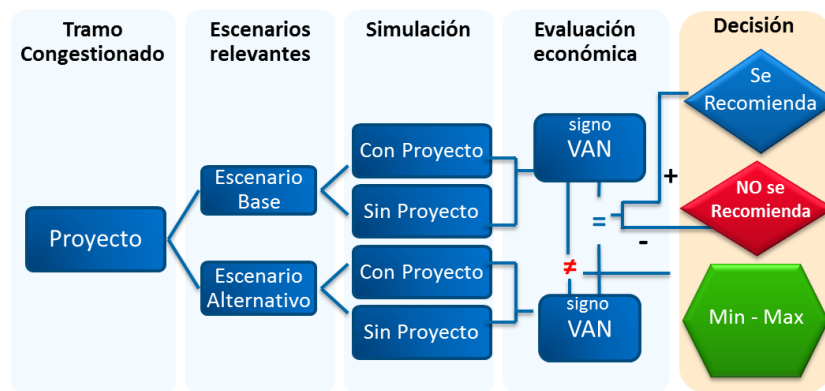


Figura 4.3: Metodología Min-Max Regret.

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. Con motivo de la presente recomendación, se ha considerado la aplicación de algunos de estos criterios para efectos de las propuestas.

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).

Para el caso particular del segmento zonal del sistema, el ciclo de desarrollo de los análisis se esquematiza en la siguiente figura:



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 deberá realizarse considerando:

- 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, puede realizarse una clasificación que permite alinear estos contenidos con los ejes 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 siguiente figura:

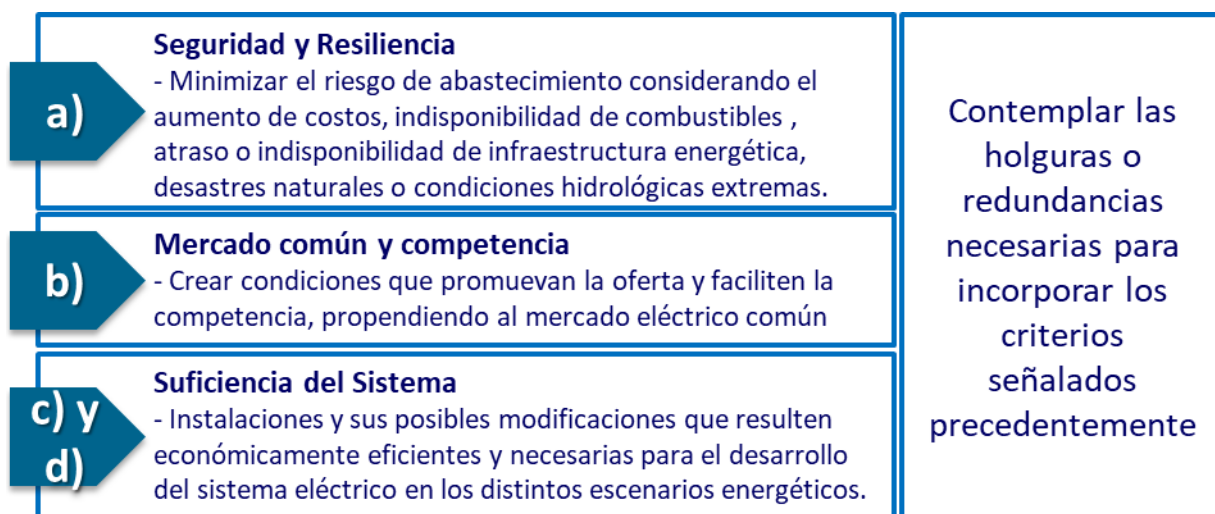


Figura 4.5: Clasificación contenidos Artículo 87°

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, que son suficiencia, seguridad y resiliencia, y mercado común y competencia, contemplando lo anterior, 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 los 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. Este proceso se esquematiza en la siguiente figura:

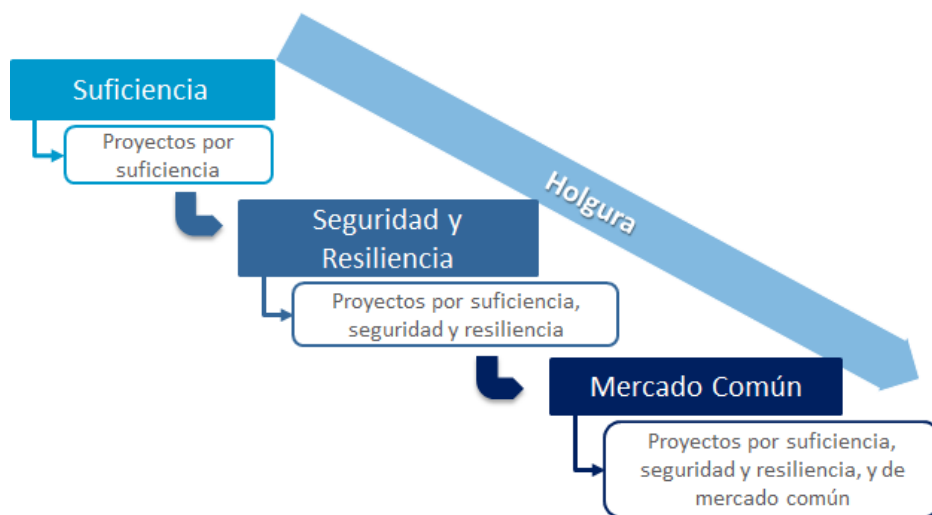


Figura 4.6: Esquema de elaboración de PCET

El proceso de evaluación de la metodología de planificación de la transmisión zonal se divide en las siguientes 4 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 técnica y económicamente las alternativas que dan solución a los puntos críticos identificados.
- **Alternativas:** Corresponden a las alternativas técnica y económicamente seleccionadas, para cumplir con los criterios de suficiencia, seguridad y resiliencia, y de mercado común y competencia.

Estas etapas se ejecutan como se describe en la siguiente figura:

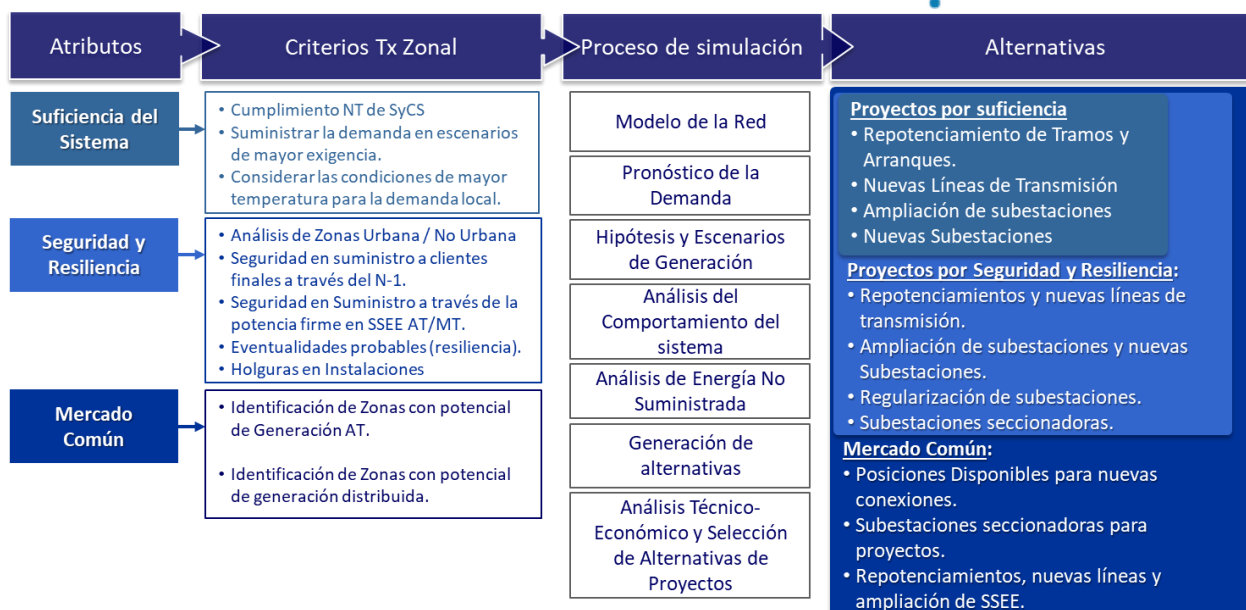


Figura 4.7: Conceptualización del proceso metodológico de planificación del sistema de transmisión zonal

La propuesta de criterios aplicados a la transmisión zonal es la siguiente:

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

Criterios		
Suficiencia	Seguridad y Resiliencia	Mercado Común
- Suministrar la demanda en escenarios de mayor exigencia - Considerar las condiciones de mayor temperatura para la demanda local - Incorporar restricciones operativas	- Criterio N-1 - 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 abordó principalmente la problemática de suficiencia de los sistemas zonales, toda vez que esta está relacionada directamente con el abastecimiento de la demanda, y el reglamento que define criterios y metodologías de planificación, se encuentra en fase de discusión.

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 de éstas corresponde al análisis de cargabilidad de los transformadores AT/MT, mientras que la segunda pone el énfasis en diagnosticar 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, toda vez que para diagnosticar tanto las líneas de transmisión como transformadores AT/AT es necesario realizar un análisis global del sistema zonal y su vínculo con el sistema nacional, considerando demandas coincidentes en la zona, en cambio, los transformadores AT/MT se han evaluado a partir de la demanda máxima registrada en cada unidad específica.

Asimismo, los tramos que abastecen radialmente a una subestación primaria de distribución óptimamente que presentan un nivel de cargabilidad por sobre el 85% al período de análisis, se han evaluado a partir de la demanda máxima local.

El periodo de análisis corresponde a 2019-2025, dado que en ese periodo ya se espera encontrar en servicio todas las obras de transmisión zonal decretadas a la fecha, a la vez que corresponde a una ventana de tiempo suficiente para observar el comportamiento del sistema, ya que diagnosticar el sistema para más años se traduce en inconvenientes de uso de los modelos zonales, además de la necesidad de incorporación de supuestos que contienen alta incertidumbre.

Las zonas de análisis se han distribuidos geográficamente bajo la siguiente estructura:

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

En la Figura 4.8 se presenta la distribución de las zonas.

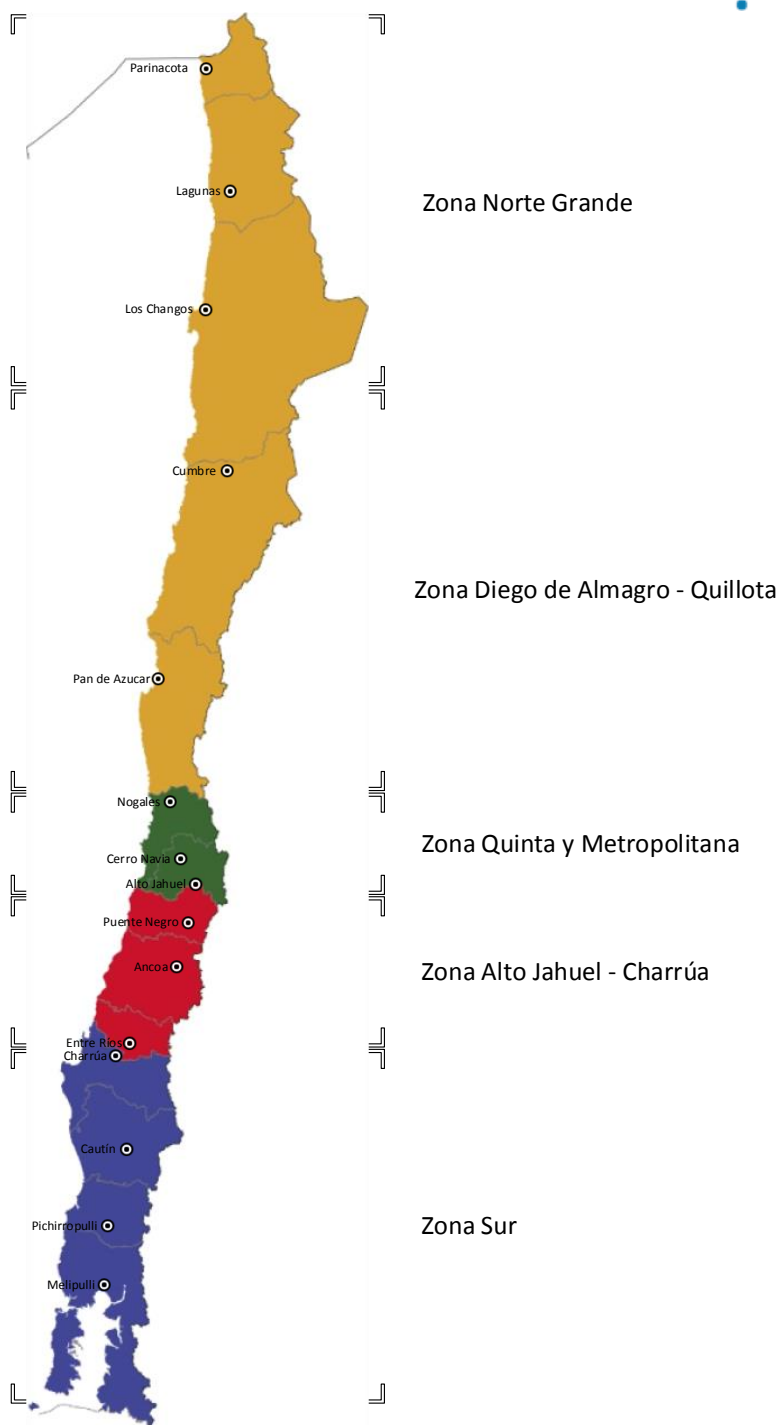


Figura 4.8 Determinación de Zonas Geográficas para el Análisis de Expansión de la Transmisión.

4.2.3.1 Metodología para el Diagnóstico de Transformadores AT/MT

La metodología empleada para el diagnóstico de los transformadores ubicados en subestaciones primarias de distribución se presenta en el siguiente diagrama.

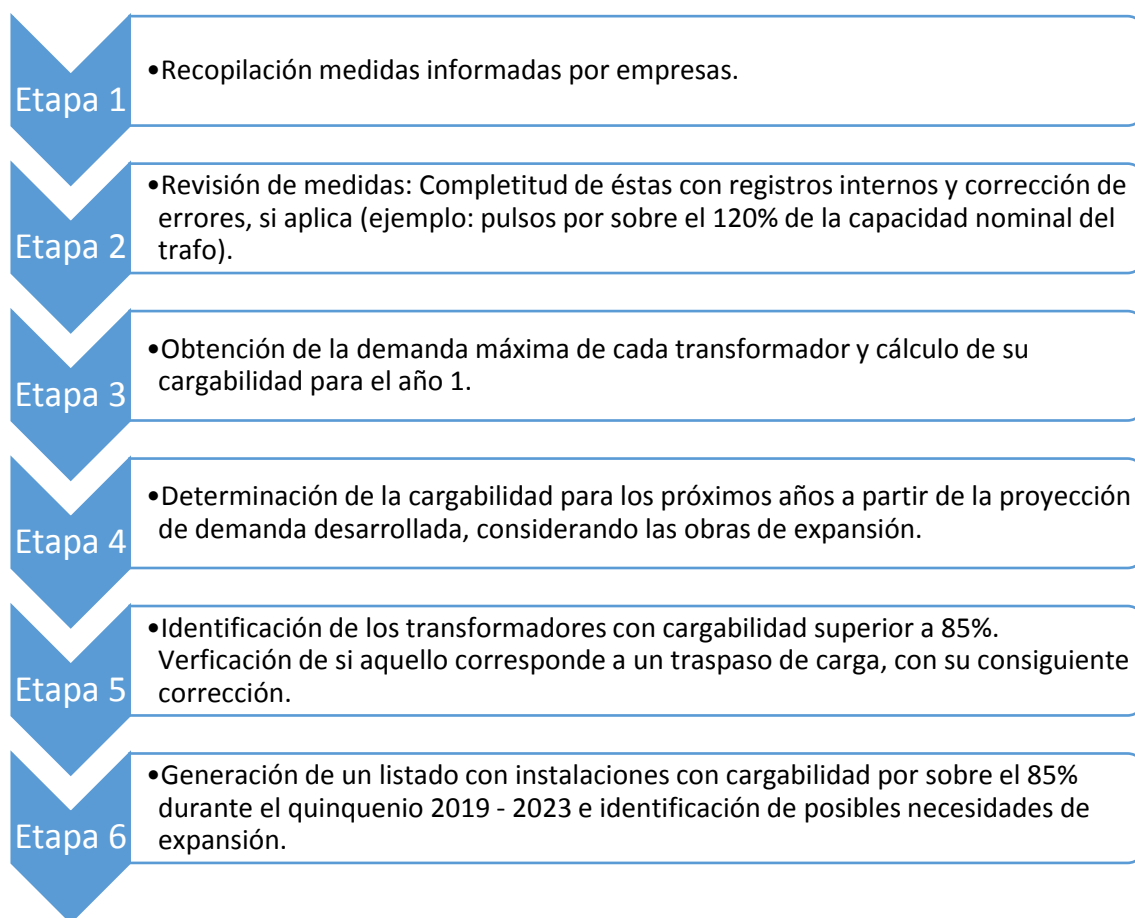


Figura 4.9 Esquema Metodológico para Transformadores AT/MT

La información solicitada a cada una de las empresas de transmisión zonal y de distribución propietarias, corresponde a las demandas máximas históricas transitadas por cada uno de sus transformadores de poder, en el periodo 2010 - 2017, además de sus proyecciones para el periodo 2018 – 2038. Junto con lo anterior, se solicitaron los registros horarios de cada transformador para el año 2017.

Las proyecciones de demanda para cada transformador fueron realizadas a partir de las tasas de crecimiento obtenidas para clientes vegetativos⁷ en las proyecciones de demanda 2018 – 2038

⁷ Clientes vegetativos: Clientes de distribuidoras con comportamiento vegetativo, principalmente sometidos a regulación de precios.

desarrolladas por el Coordinador, la cual incorpora proyecciones de la actividad económica del país (a través del IMACEC), proyecciones de población (INE), y de los precios de energía (costo marginal) proyectados por el Coordinador.

Las tasas de crecimiento empleadas por zona son las indicadas en la Figura 4.10.

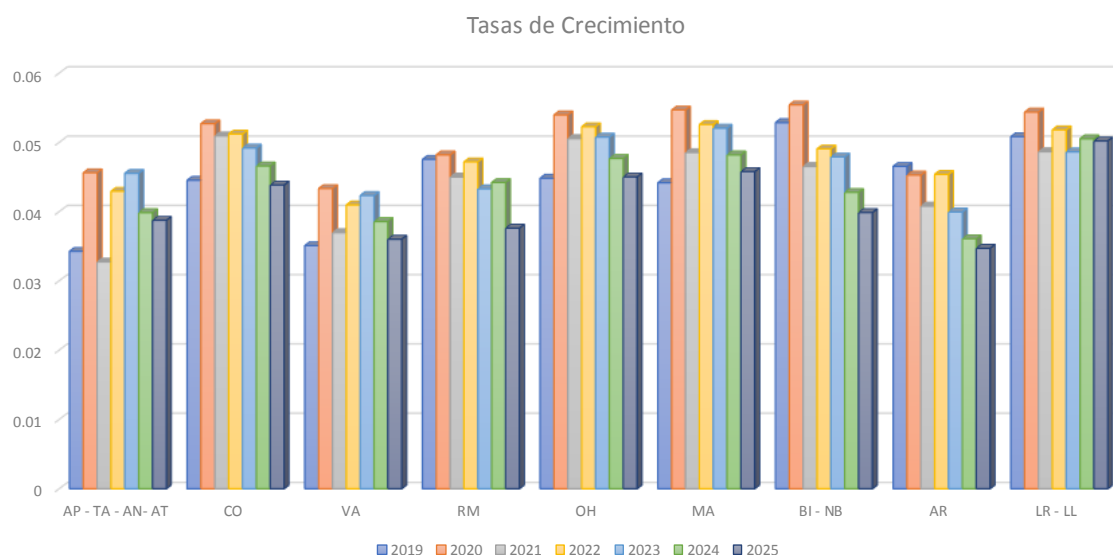


Figura 4.10: Tasas de crecimiento por regiones periodo 2019 - 2025⁸

Las obras de expansión de la transmisión consideradas corresponden a las que fueron determinadas en los Decretos Exentos N° 418 del 2017 y el N° 293 del 2018. 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 incorporó a los nuevos transformadores se definió a partir de información presentada por las empresas en los distintos procesos de expansión, considerándose así la carga de los transformadores indicados, sin perjuicio que, en caso de que no se dispone de información adicional, la carga que se le asignó a los nuevos transformadores fue a prorrata de los transformadores aledaños.

Las instalaciones con cargabilidad por sobre el 85% en el quinquenio 2019-2023 fueron analizadas en profundidad, con el objetivo de determinar si esto se debía 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 procedió 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 identificaron transformadores con alto nivel de cargabilidad, sin embargo, en la misma subestación existen unidades con amplia capacidad disponible, por cuanto se esperaría que la empresa distribuidora hiciera las obras menores pertinentes para posibilitar el abastecimiento de

⁸ Codificación de las regiones. AP: Arica y Parinacota, TA: Tarapacá, AN: Antofagasta, AT: Atacama, CO: Coquimbo, VA: Valparaíso, OH: O'Higgins, MA: Maule, NB: Ñuble, BI: Biobío, AR: Araucanía, LR: Los Ríos, LL: Los Lagos, RM: Metropolitana

la demanda durante los próximos años. Finalmente, se generó un listado con las instalaciones críticas del sistema.

Finalmente, se indica un listado con el estado de la información proporcionada por cada una de las empresas participantes.

Tabla 4-3: Empresas consultadas

Distribuidora	N° de Transformadores	Estado de recepción de la información	
		Registro Horario	Demandas históricas y proyectadas
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda.	3	RECIBIDA	RECIBIDA
Gasatacama Chile S.A.	0	NO RECIBIDA	NO RECIBIDA
CGE Distribución S.A.	264	PARCIAL	PARCIAL
Chilquinta Energía S.A.	56	RECIBIDA	NO RECIBIDA
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER Ltda.	1	RECIBIDA	RECIBIDA
Colbún S.A.	2	RECIBIDA	PARCIAL
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	7	NO RECIBIDA	NO RECIBIDA
Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	4	RECIBIDA	RECIBIDA
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA)	0	PARCIAL	PARCIAL
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA SING)	0	PARCIAL	PARCIAL
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	0	PARCIAL	PARCIAL
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	0	PARCIAL	PARCIAL
Enel Distribución Chile S.A.	162	RECIBIDA	RECIBIDA
ENGIE	19	RECIBIDA	NO RECIBIDA
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	17	RECIBIDA	RECIBIDA
Luzlinares S.A.	6	RECIBIDA	RECIBIDA
Luzparral S.A.	5	RECIBIDA	RECIBIDA
Eléctrica Puntilla S.A.	1	RECIBIDA	RECIBIDA
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda	1	RECIBIDA	RECIBIDA
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	1	RECIBIDA	RECIBIDA
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	57	RECIBIDA	RECIBIDA
Tecnet S.A.	1	RECIBIDA	RECIBIDA
Transelec S.A.	16	RECIBIDA	PARCIAL
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	0	RECIBIDA	RECIBIDA
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	5	RECIBIDA	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. Un esquema de la metodología seguida en este caso se presenta a continuación.

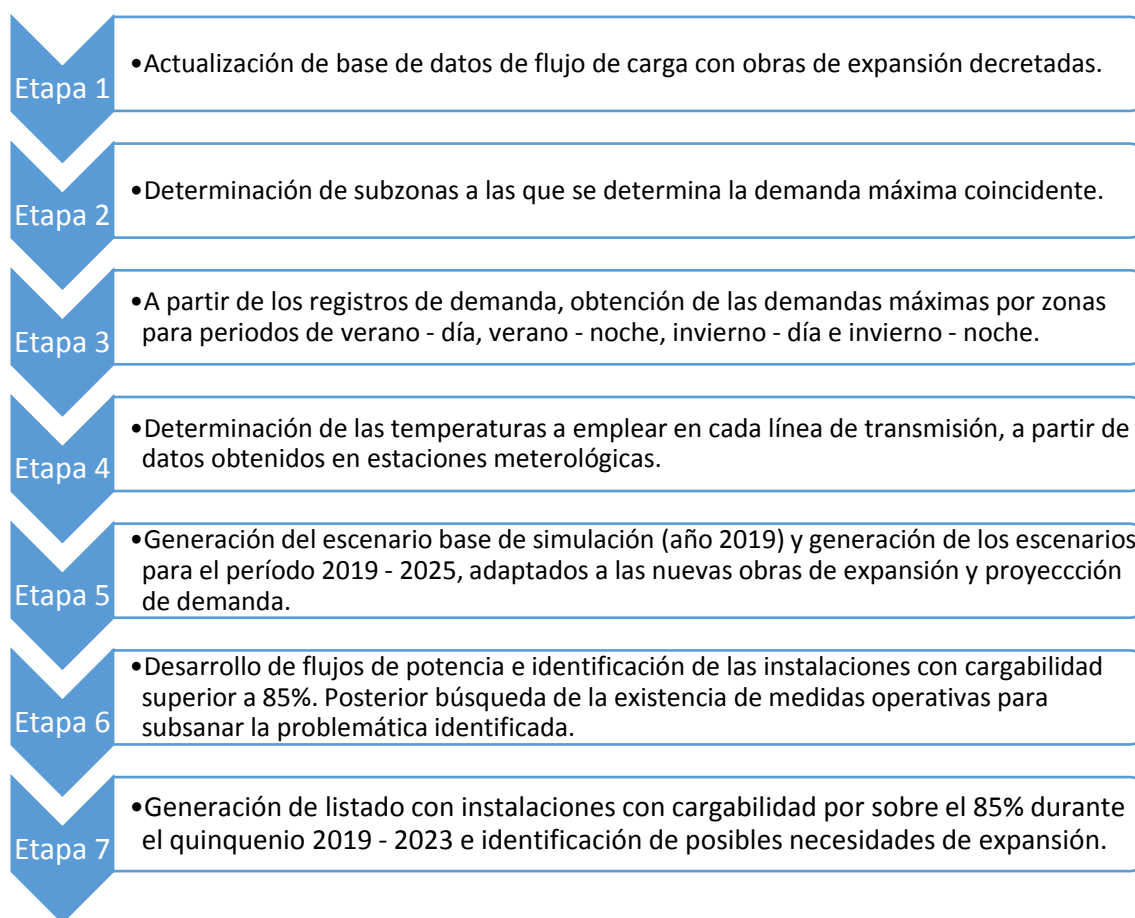


Figura 4.11 Esquema Metodológico para Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

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 y el N° 293 del 2018.

Cabe indicar que el modelo considera la información contenida en la base de datos de Información Técnica del Coordinador⁹, actualizada a agosto del 2018.

Las subzonas de demanda coincidente se determinaron 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 empleó con el propósito de determinar la demanda máxima coincidente en cada zona, y así, estresar éste a su máximo uso, de tal modo de identificar las necesidades de expansión producto de la suficiencia del sistema. Se constató 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. Por último, cabe indicar que la generación fue adaptada a los periodos analizados, no obstante, para las unidades que se encuentran inmersas en los sistemas de transmisión zonal, se empleó 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. Por lo cual, la temperatura a la cual se determinó 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 determinaron 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. Estas son las 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 empleó la proyección de demanda indicada en el numeral anterior de este documento, y se incorporaron las obras de expansión de la transmisión indicadas en los Decretos Exentos N° 418 del 2017 y el N° 293 del 2018. El modelo se fue adaptando 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 quinquenio 2019-2023 fueron analizadas con profundidad, con el objetivo de determinar si existían medidas operativas que permitieran

⁹ Sitio web de Información Técnica del Coordinador: <https://infotecnica.coordinador.cl/>

mejorar la condición de operación de las instalaciones. En caso de cumplirse con lo anterior, se replicaron 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 generó un listado con las instalaciones críticas del sistema.

5 DIAGNÓSTICO

La expansión de los sistemas de transmisión, de la misma manera como ocurre con las obras de infraestructura que proveen servicios básicos a la población, requieren de una planificación mediante estudios periódicos, los que incorporen y reflejen tanto las condiciones presentes como las esperadas, del sistema e industria a la cual sirven. Lo anterior, dice relación con la necesidad de tomar las decisiones de inversión en obras que deban comenzar su desarrollo temprano. Junto con ello, la visión de urgencia del desarrollo debe ser coherente con posibilidades de desarrollo de largo plazo, los cuales direccionen la toma de decisión presente con proyectos que puedan ser parte de soluciones consistentes con proyectos de expansión más globales y flexibles.

Teniendo presente lo anterior, el Coordinador Eléctrico Nacional ha puesto en ejercicio la metodología explicada en el apartado previo de este documento, 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 a las obras ya decretadas, y que por ende gozan de una calidad de inobjetable, dan lugar a los flujos a través de todos los elementos de red, los cuáles se visualizan en primera instancia en el Sistema de Transmisión Nacional, para luego descender hasta los Sistemas de Transmisión Zonales, permitiendo con ello satisfacer las necesidades energéticas de los consumidores finales. Ciertamente, este análisis también incorpora generadores distribuidos, quienes materializan su inyección desde distribución (caso PMGD), o desde la Transmisión Zonal (caso PMG), teniendo un impacto, a priori, local.

De este modo, siempre buscando un planteamiento armónico del diagnóstico, estudio y posteriores recomendaciones para el Sistema Interconectado 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.

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 57 hidrologías contenidas en la estadística del Coordinador, lo cual permite reflejar la incertidumbre hidrológica de la generación cuyo insumo principal es el agua. Así mismo, debido al comportamiento hidrológico de los últimos años, lo anterior también se contrasta con escenarios en los cuáles se

sesgó la muestra hidrológica, buscando dar cuenta de períodos con menor disponibilidad del recurso.

Teniendo un diagnóstico de flujos en las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, se realizan los análisis zonales. Para la elaboración de este diagnóstico, se construyó 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 peores condiciones, o visto de otro modo, el análisis de demanda máxima coincidente para temporadas de invierno y verano, para el período 2019-2025.

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 diagnosticaron 543 transformadores AT/MT, 134 transformadores AT/AT y 732 líneas zonales.

En casos particulares donde se identificaron problemas de regulación de tensión en la zona, es decir, que se evidenciaron niveles de tensión fuera los rangos establecidos en la NTSyCS para condición normal, se respalda con los estudios que respaldan aquel hallazgo.

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

5.1 ZONA NORTE GRANDE

5.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona del Norte Grande abarca una superficie de aproximadamente 188.148 km². Considerando los resultados preliminares 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

A continuación, se presenta un mapa geográfico de la zona de estudio, ilustrando algunas de sus líneas eléctricas de mayor tensión.



Figura 5.1 Mapa Geográfico de la Zona de Estudio

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.

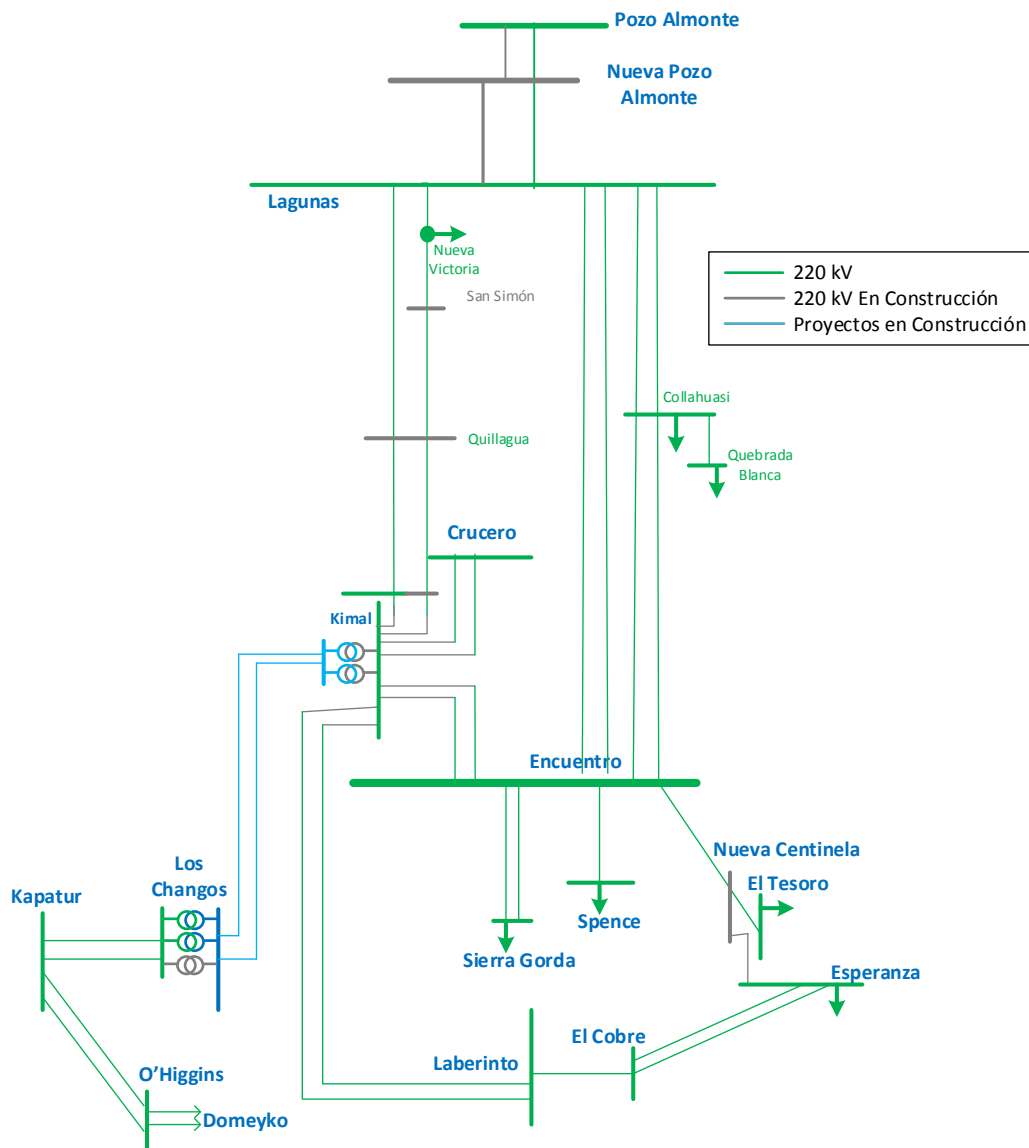


Figura 5.2 Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio.

Tabla 5-1 Sistema de Transmisión Nacional de la Zona Norte Grande

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	-	-	Ene-19

L. Encuentro – Lagunas	220	2	295	Existente
L. Encuentro – Collahuasi	220	2	133	Existente
L. Lagunas - Collahuasi	220	2	109	Existente
L. Kimal – María Elena N°1	220	1	183	Jun-19
L. Kimal – María Elena N°2	220	1	183	Jun-19
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	-	-	Abr-19
S/E Quillagua	220	-	-	Nov-18
S/E Kimal	220	-	-	Existente
Seccionamiento completo en S/E María Elena	220	-	-	Sep-18

A su vez, el Sistema Zonal estudiado en esta área se compone por un total de 30 líneas de transmisión zonal, cuya extensión alcanza cerca de 507,9 km con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV y 66 kV, en donde predominan las líneas de 110 kV (22 líneas), las que abarcan 420 km de longitud aproximadamente.

En la generalidad, se puede mencionar que este sistema se abastece a través de líneas de 220 kV, a excepción de los consumos de Tocopilla que son alimentados directamente desde S/E Central Tocopilla, a través de un transformador de 110/5 kV. En la zona donde se encuentra este sistema, los consumos son principalmente asociados a clientes libres predominantemente del rubro minero, en donde las líneas del Sistema Zonal corresponden sólo al 5,5% aproximadamente del total de kilómetros de líneas instaladas.

La Figura 5.3 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.

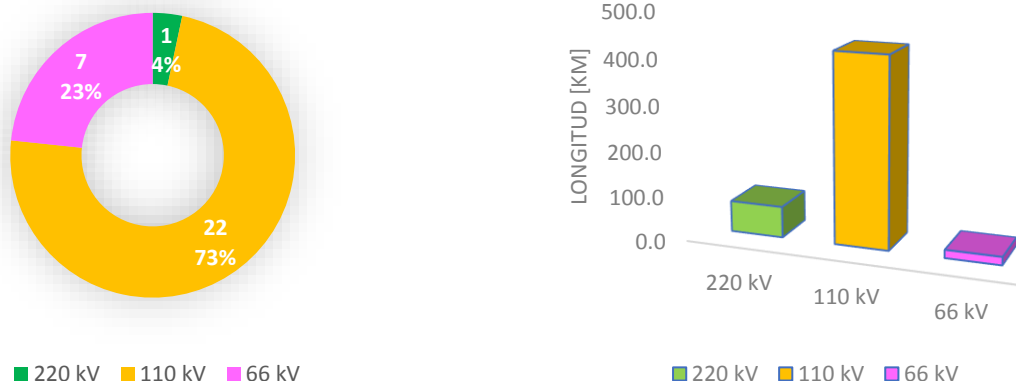


Figura 5.3 Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea.

Además, esta zona cuenta con un total de 13 transformadores de tres devanados con niveles de tensión en los lados de alta de 220/115 kV, 220/110 kV, 220/69 kV, 220/11,5 kV, 115/11,5 kV y 110/66 kV.

En las siguientes gráficas, 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 ingresarán 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.

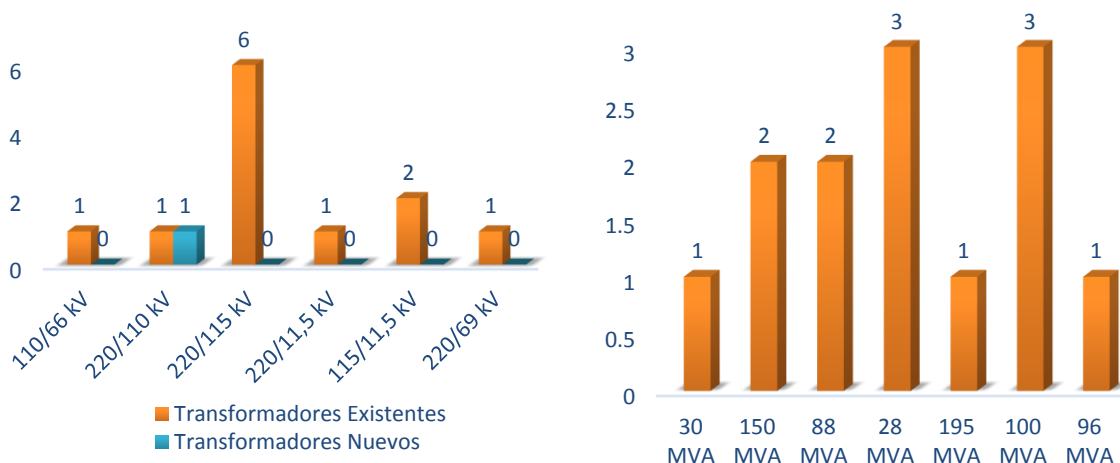


Figura 5.4 Cantidad de transformadores según niveles de transformación y capacidad

El nuevo transformador 220/110 kV que se observa en la Figura 5.4, será instalado en S/E Capricornio con una fecha estimada de entrada en operación en abril de 2020, según el Decreto Exento 418 del 2017.

Por otro lado, la potencia de transformación de estos equipos varía entre 30 y 195 MVA, donde el 69% supera los 80 MVA de potencia de transformación, alimentando principalmente las ciudades de Arica, Iquique, Antofagasta y Calama.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 17 transformadores de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 5 hasta 41 MVA. En la Figura 5.5 se muestra los transformadores clasificados por capacidad de transformación.



Figura 5.5 Cantidad de transformadores según capacidad

De la imagen anterior se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 33 y 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 2020.

5.1.2 ANTECEDENTES PARA EL DIAGNÓSTICO

Es preciso mencionar que, en lo que respecta al Sistema de Transmisión Nacional, todos los diagnósticos incorporaron la nueva línea HVDC 500 kV Kimal – Lo Aguirre, incluida en el Informe Técnico Final CNE de Expansión de la Transmisión 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 determinaron 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	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Arica	35 °C	30 °C	25 °C	20 °C
Iquique	35 °C	25 °C	30 °C	15 °C
Calama	30 °C	25 °C	30 °C	20 °C

Tocopilla	35 °C	25 °C	35 °C	20 °C
Antofagasta	35 °C	25 °C	35 °C	20 °C

Las siguientes tablas muestran las obras de expansión correspondientes a esta zona indicadas en el Decreto Exento N° 418 del 2017 y la Resolución Exenta N° 163 del 2018, las cuales fueron modeladas en la zona.

En total, se decretaron 5 obras de ejecución obligatoria en construcción, donde algunas de ellas ya han entrado en servicio, por lo que son parte de los escenarios base, 5 obras de ejecución obligatoria, y 1 obra encontrada en el Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017.

Tabla 5-3: Obras de Ejecución Obligatoria en Construcción Zona Norte Grande (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 –Norte Grande (DE N° 418)

Obras Zonales de Expansión 418	Escenario
Nueva S/E Guardiamarina 110/23–13 kV	Sept-2020
Ampliación S/E Capricornio	Abr-2020
Ampliación en S/E Parinacota	Jun-2019
Ampliación en S/E Cóndores	Jun-2019
Ampliación en S/E Calama	Jun-2019
Ampliación en S/E Quiani	Jun-2019

Tabla 5-5: Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017

Obras Zonales Plan de Expansión 2017	Escenario
Nueva S/E Seccionadora La Negra 220/110 kV	2023

Los niveles de demanda considerados corresponden a los valores máximos coincidentes en 5 subzonas definidas acorde a los flujos de potencia y sus distribuciones en el sistema.

Finalmente, la Tabla 5-6 presenta las fechas de demanda máxima coincidente con las cuales se desarrolló el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-6: Fechas de demanda máxima coincidente

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Zona Arica	02-02-2017 14:00	02-02-2017 21:00	04-04-2017 16:00	11-05-2017 20:00
Zonal Iquique	27-02-2017 13:00	31-12-2017 21:00	12-05-2017 16:00	25-07-2017 19:00
Zonal Tocopilla	26-01-2017 13:00	31-12-2017 21:00	13-05-2017 13:00	12-05-2017 20:00
Zonal Calama	19-10-2017 17:00	19-12-2017 21:00	07-06-2017 17:00	07-06-2017 20:00
Zona Antofagasta	14-12-2017 11:00	14-12-2017 21:00	19-06-2017 17:00	13-05-2017 23:00

5.1.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, se presentan los resultados de 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 dos escenarios de oferta considerados, se encuentran disponibles en el Anexo 1 – Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional.

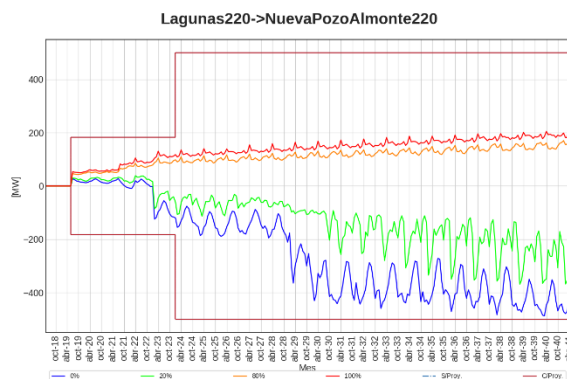


Figura 5.6 Utilización esperada del tramo Lagunas – Nueva Pozo Almonte 220 kV

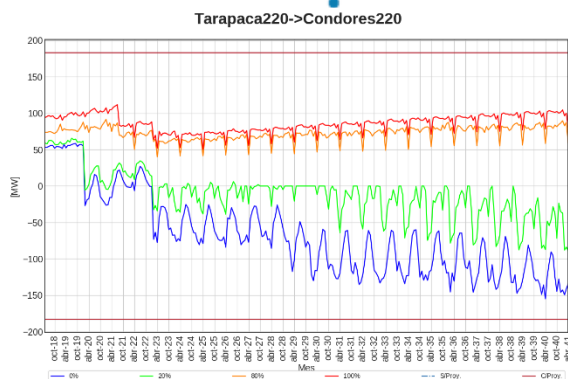


Figura 5.7 Utilización esperada del tramo Tarapacá - Cóndores 220 kV

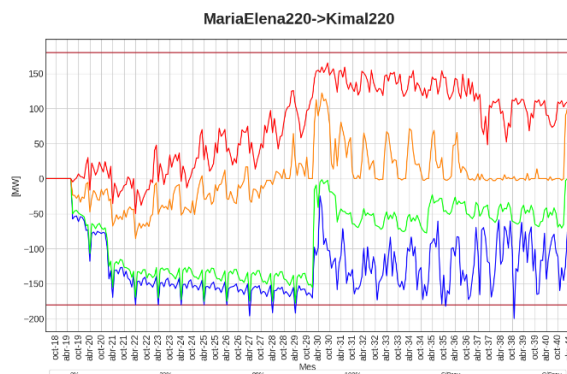


Figura 5.8 Utilización esperada del tramo María Elena - Kimal 220 kV

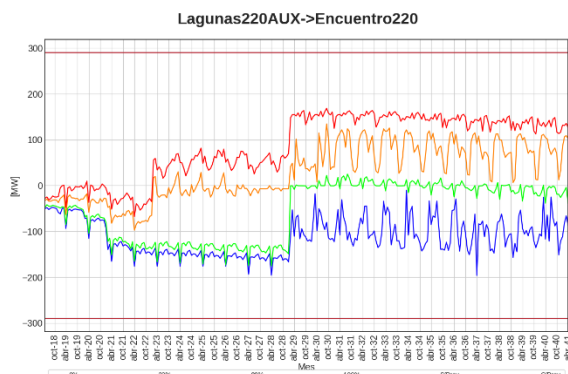


Figura 5.9 Utilización esperada del tramo Lagunas - Encuentro 220 kV

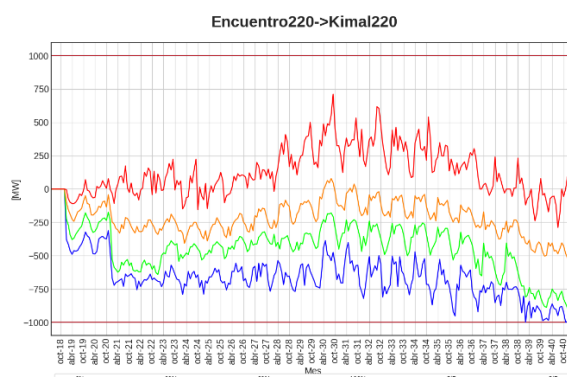


Figura 5.10 Utilización esperada del tramo Encuentro - Kimal 220 kV

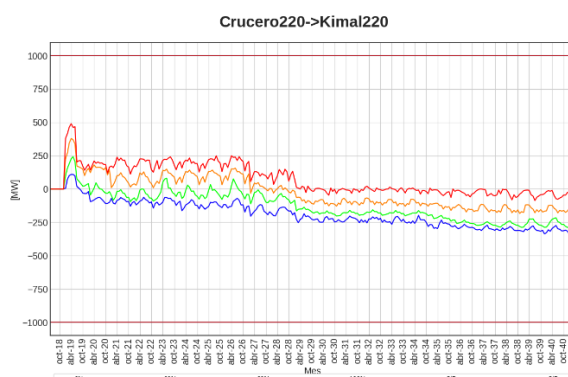


Figura 5.11 Utilización esperada del tramo Crucero - Kimal 220 kV

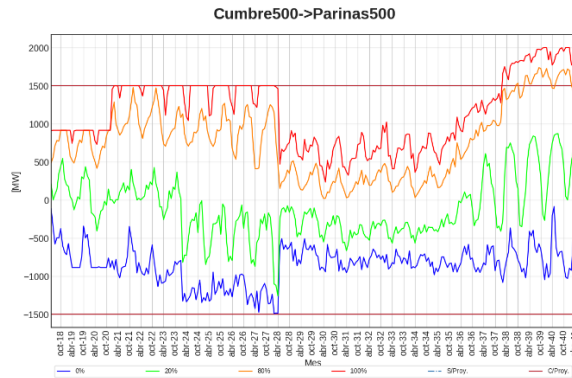


Figura 5.12 Utilización esperada tramo Cumbre - Parinas 500 kV

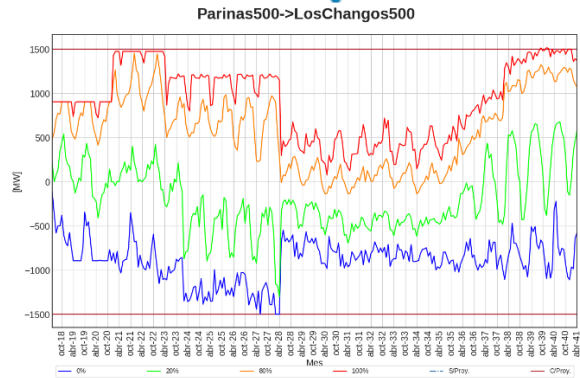


Figura 5.13 Utilización esperada tramo Parinas - Los Changos 500 kV

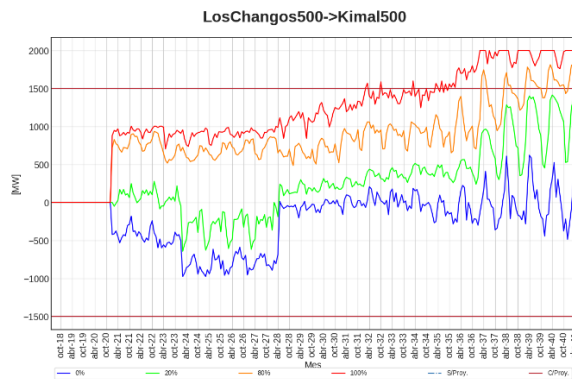


Figura 5.14 Utilización esperada tramo Los Changos - Kimal 500 kV

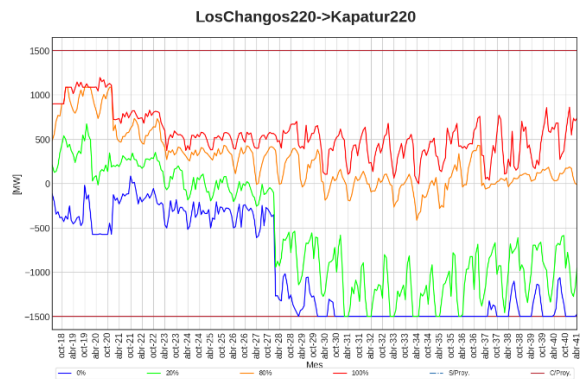


Figura 5.15 Utilización esperada tramo Los Changos - Kapatur 220 kV

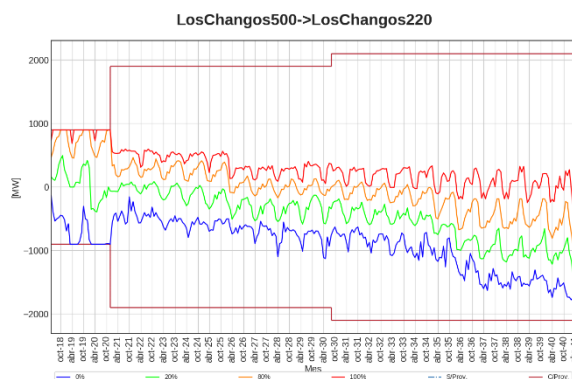


Figura 5.16 Utilización esperada tramo Los Changos 500/220 kV

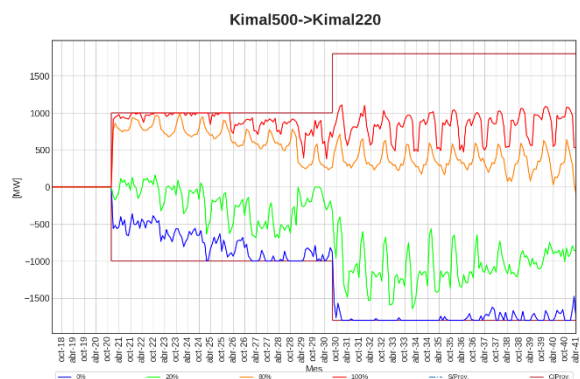


Figura 5.17 Utilización esperada tramo Kimal 500/220 kV

5.1.3.1 Comentarios

- En general, no se aprecian problemas relevantes en el mediano plazo 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 llegan a 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 las 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.

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 debieran materializar en algún momento, y por montos similares a los determinados por el modelo de optimización, su ubicación específica más probable quedará definida por criterios más amplios que los que resulta factible capturar en un modelo de optimización de inversiones. Lo anterior conlleva a la necesidad de revisar continuamente las necesidades de expansión de los sistemas de transmisión que alimentan los grandes corredores de exportación de energía, tomando especial relevancia aquellos proyectos que presentan solicitudes de conexión al sistema o de requerimientos de uso de capacidad técnica disponible en sistemas adicionales.

5.1.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

En la Figura 5.18 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% | • Naranja: entre 85% y 100% |
| • Amarillo: entre 50% y 85% | • Rojo: mayor a 100% |

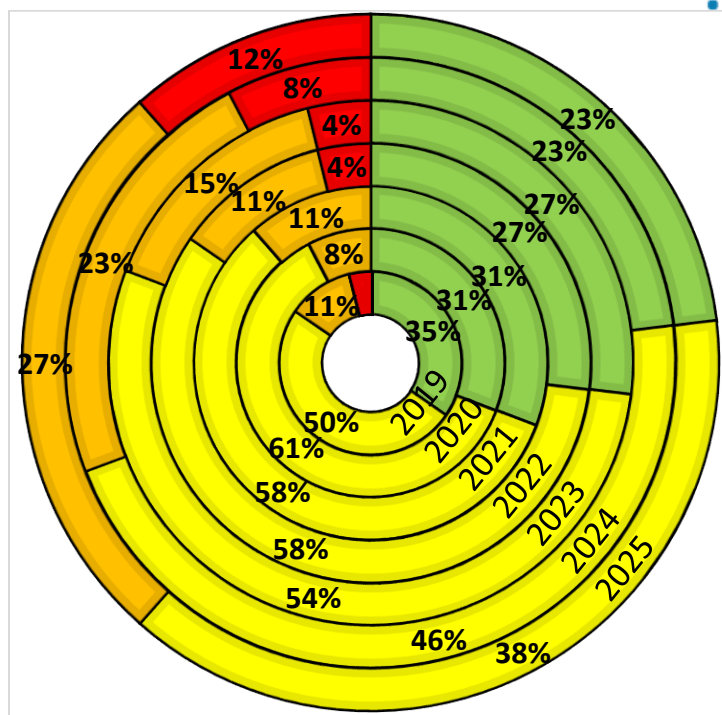


Figura 5.18 Evolución del estado de cargabilidad de los transformadores AT/MT

Se aprecia que al año 2019, el 4% del total de transformadores presentará episodios en los cuales se cargarán por sobre el 100% de su capacidad, mientras que un 12% de ellos presenta cargabilidades entre el 85% y 100%.

El nivel de carga de estos transformadores evoluciona en el horizonte 2019 - 2025, viéndose un relajo en el año 2020, producto de la entrada en servicio de la S/E Guardiamarina, la cual disminuye las cargabilidades de los transformadores de subestaciones aledañas (Centro, La Portada y Antofagasta). Luego se observa que los niveles de cargabilidad esperada aumentan, para terminar con 7 transformadores entre el 85% y 100% de su cargabilidad y 3 transformadores con una cargabilidad sobre el 100%.

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 congestiones no solucionables por redistribución de carga**

En esta zona de estudio se estima que no existen transformadores congestionados que no pudiesen ser aliviados por redistribuciones de carga en la zona.

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

Las siguientes tablas, muestran aquellos transformadores que se considera podrían ver reducciones de cargabilidad por redistribuciones de carga en la zona y/o obras menores por parte de las empresas propietarias.

Para las estimaciones de redistribuciones de carga, se utilizó la capacidad de transformación de media tensión en la zona y las demandas máximas coincidentes.

Se identifica el siguiente caso con sobrecargas en el periodo 2019 – 2025.

Tabla 5-7 Transformadores AT/MT sobrecargados periodo 2019-2025 [No críticos]

Transformador
PACÍFICO 110/13,8 33 MVA T1

Se estima que una redistribución permitiría que las cargabilidades previstas no superen el 80% de sus capacidades al 2025.

En la Tabla 5-8 se muestra el listado de transformadores que presentarían una cargabilidad entre el 85% y el 100% durante el periodo 2019-2023.

Tabla 5-8 Transformadores AT/MT con 85% al 100% de cargabilidad 2019 - 2025 [No críticos]

Transformador
PUKARÁ 66/13,8 21 MVA T1
PUKARÁ 66/13,8 21 MVA T2
CERRO DRAGÓN 110/13,8 33 MVA T1
LA NEGRA 110/23 23 MVA T1
CENTRO 110/13,8 41 MVA T2
SUR 110/13,8 24 MVA T1

Para el caso de los transformadores de S/E Pukará, existen transformadores en subestaciones aledañas que permitirían redistribuir sus cargas, permitiendo que las cargabilidades previstas no superen el 75% de sus capacidades al 2025.

En el caso de S/E Cerro Dragón, se encuentra dentro de la zona de S/E Pacifico, en donde una redistribución de la carga permitiría que las cargabilidades no superen el 80% de sus capacidades al 2023.

En tanto, la S/E La Negra cuenta con información insuficiente, por lo que no es posible realizar una buena estimación de su cargabilidad, sin embargo, con los datos disponibles, si se considera una redistribución de la carga en el transformador de 10 MVA, es posible alcanzar una cargabilidad entre el 70% y el 85% para el 2025.

Para los transformadores de S/E Centro y S/E Sur, se espera que la entrada de S/E Guardiamarina, permita una mejor redistribución de carga, haciendo posible cargabilidades esperadas inferiores al 70% en el 2025, considerando las capacidades de transformación de todas las subestaciones de la zona.

- **Transformadores aliviados por obras de expansión**

En la Tabla 5-9 se muestran aquellos transformadores cuyas congestiones serán resueltas por nuevos proyectos decretados.

Tabla 5-9: Transformadores AT/MT congestionados en el corto plazo que serán aliviados con obras de expansión

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática	Fecha de Alivio	Nivel de Carga Previo
QUIANI 66/13,8 5,6 MVA T1	AMPLIACIÓN EN S/E QUIANI	2019	100%
QUIANI 66/13,8 5,6 MVA T2	AMPLIACIÓN EN S/E QUIANI	2019	100%
CALAMA 110/23 33 MVA T1	AMPLIACIÓN EN S/E CALAMA	2019	97%
CENTRO 110/23 41 MVA T1	NUEVA S/E GUARDIAMARINA 110/23–13 KV	2020	101%
LA PORTADA 110/23 30 MVA T1	NUEVA S/E GUARDIAMARINA 110/23–13 KV	2020	91%
LA PORTADA 110/23 20 MVA T3	NUEVA S/E GUARDIAMARINA 110/23–13 KV	2020	87%
CENTRO 110/13,8 41 MVA T2	NUEVA S/E GUARDIAMARINA 110/23–13 KV	2020	67%
ANTOFAGASTA 110/13.8 KV N°1	NUEVA S/E GUARDIAMARINA 110/23–13 KV	2020	70%

5.1.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se diagnosticaron un total de 11 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados.

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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%



Figura 5.19 Evolución del Estado de Cargabilidad de los Transformadores AT/AT

En particular, los transformadores que se ven sobrecargados en el corto plazo son resueltos por obras en el Decreto Exento 418 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía.

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

- **Transformadores con congestiones no mitigables**

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

- **Transformadores con congestiones solucionables**

Las siguientes tablas, muestran aquellos transformadores que se considera podrían ver reducciones de cargabilidad por maniobras operativas o con la posibilidad de ser postergadas sus soluciones.

En la Tabla 5-10 se muestra el listado de transformadores que presentarían una cargabilidad entre el 85% y el 100% durante el periodo 2019-2023.

Tabla 5-10 Transformadores AT/AT con 85% al 100% de cargabilidad 2019-2025 [No críticos]

Transformador	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Parinacota 220/69/13.8 kV	Si	No	No	No

El transformador de S/E Parinacota presenta una cargabilidad esperada del 86% en el año 2025.

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

En la siguiente tabla se muestran aquellos transformadores cuyas congestiones serán resueltas por nuevos proyectos decretados.

Tabla 5-11: Transformadores AT/MT congestionados en el corto plazo que serán aliviados con obras de expansión

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 analizaron un total de 30 líneas de transmisión zonal, considerando nuevos proyectos, siendo estas evaluadas ante los cuatro escenarios indicados.

La Figura 5.20 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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

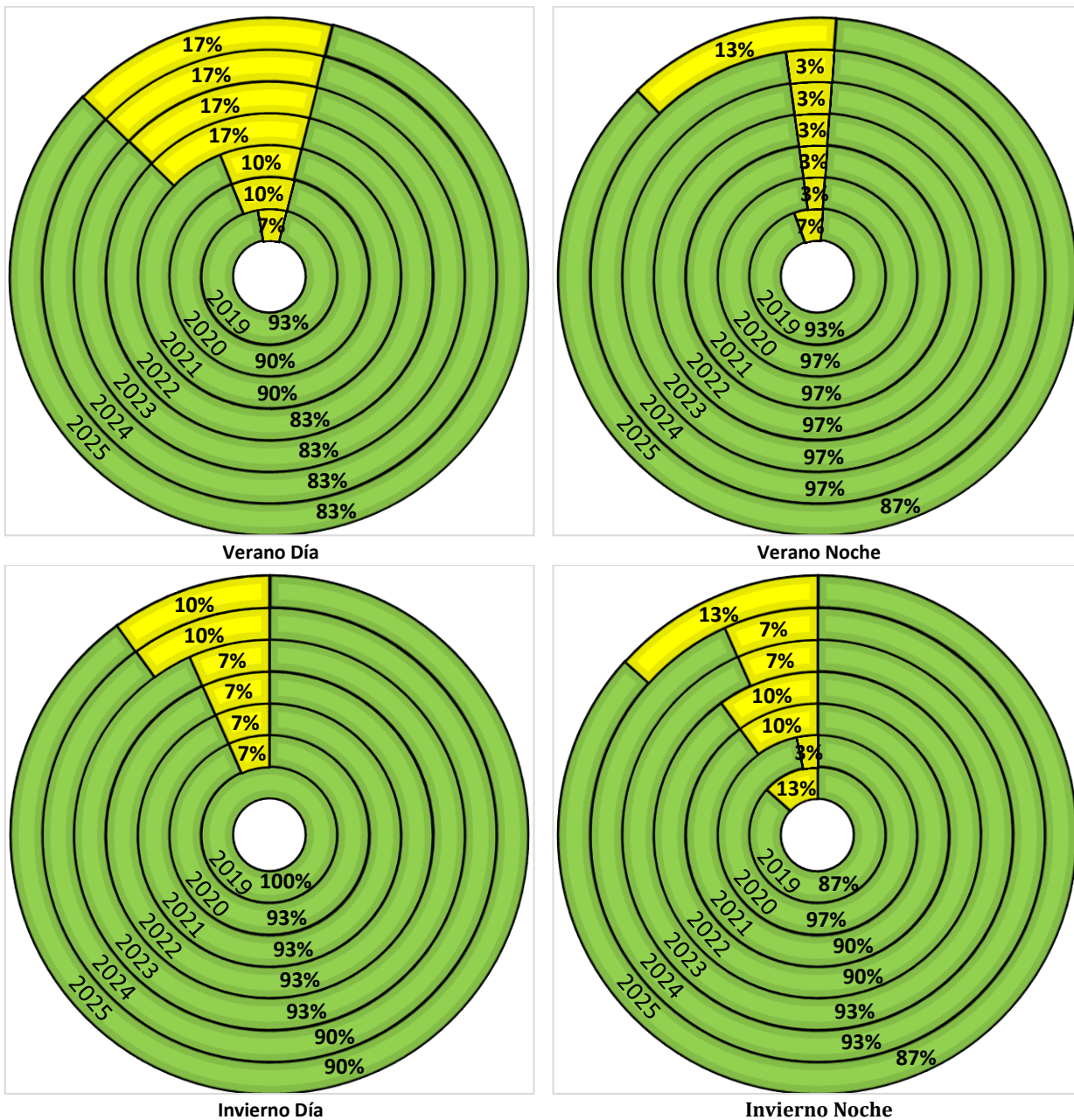


Figura 5.20 Evolución del Estado de Cargabilidad de Líneas de Transmisión Zonal

No se presentan sobrecargas esperadas en ninguno de los escenarios de demanda del 2019 al 2025, siendo los escenarios de verano día la condición de mayor exigencia, debido a las altas temperaturas, luego le sigue el escenario de invierno noche, debido a los niveles de demanda.

En general, más del 80% de las líneas se encuentra con cargabilidades inferiores al 50% 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 congestiones no mitigables**

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

- **Líneas con congestiones solucionables**

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

- **Líneas solucionadas por obras de expansión**

En la Tabla 5-12 se muestran aquellas líneas cuyas cargabilidades serán aliviadas por nuevos proyectos decretados.

Tabla 5-12 Transformadores AT/MT congestionados en el corto plazo que cuentan con una solución

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática	Fecha de Alivio	Nivel de Carga Previo
110 kV Esmeralda-Centro	NUEVA S/E GUARDIAMARINA	2020	62%
110 kV Esmeralda-La Portada	NUEVA S/E GUARDIAMARINA	2020	19%
110 kV Capricornio-T.O. Salar del Carmen	NUEVA S/E GUARDIAMARINA	2020	36%

5.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA

5.2.1 DESCRIPCIÓN DE LA ZONA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 116.058 km². Considerando los resultados preliminares 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

A continuación, se presenta un mapa geográfico de la zona de estudio, ilustrando algunas de sus líneas eléctricas de más alta tensión.



Figura 5.21 Mapa geográfico de la zona de estudio

Las instalaciones del Sistema de Transmisión que se encuentran en la zona son esquematizadas en la Figura 5.22, las cuales a su vez son individualizadas con la información relevante en la Tabla 5-13. Se puede indicar que la zona posee líneas de transmisión energizadas en 220 y 500 kV, las que aproximadamente suman una extensión de 3.000 km.

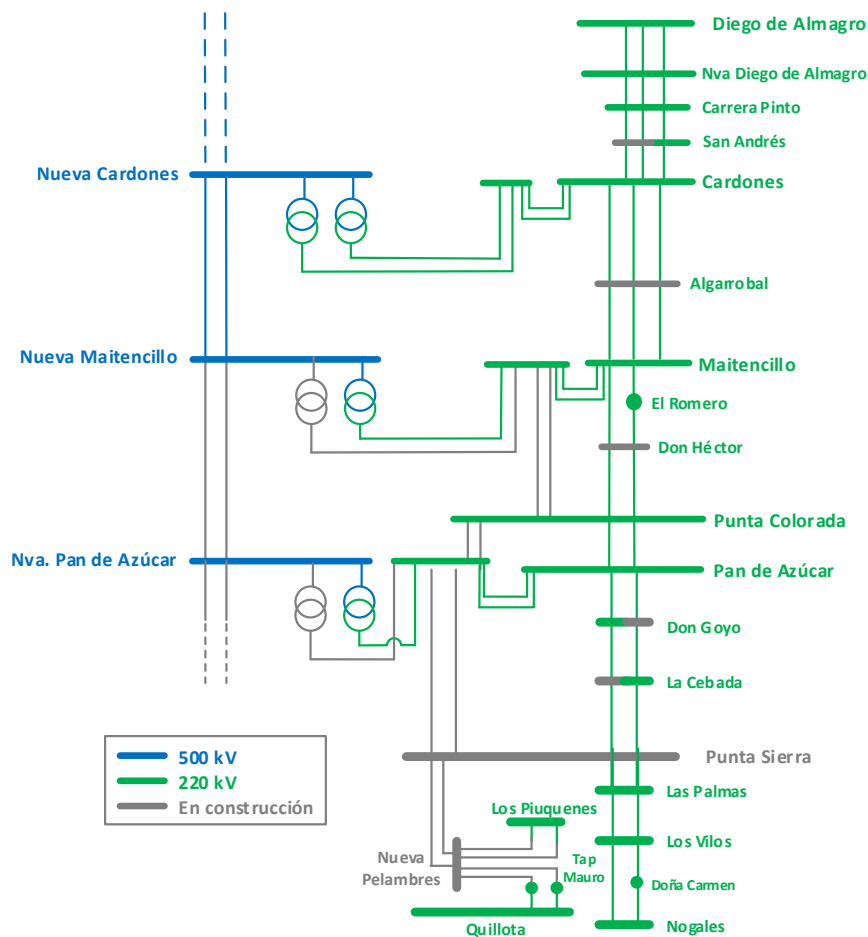


Figura 5.22 Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio.

Tabla 5-13 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
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	Ene-18
L. Nueva Pan de Azúcar – Pan de Azúcar	220	2	750	Feb-18
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	-	-	May-18
S/E San Andrés (seccionamiento completo)	220	-	-	Oct-18
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	Feb-18
Transformador S/E Nueva Maitencillo 500/220 T2	500/220	1	750	Ene-20
Transformador 1 S/E Nueva Maitencillo	500/220	1	750	Feb-18
Transformador 1 S/E Nueva Pan de Azúcar	500/220	1	750	Feb-18
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	-	-	Dic-17
S/E Don Goyo (seccionamiento completo)	220	-	-	Nov-18
S/E La Cebada (seccionamiento completo)	220	-	-	Nov-18
S/E Río Aconcagua	220-110	-	-	Oct-21

En tanto, el sistema zonal estudiado en esta área se compone por un total de 48 líneas de transmisión zonales, cuya extensión alcanza cerca de 1.244,3 km con niveles de tensión de 110 kV y

66 kV, en donde predominan las líneas de 110 kV (36 líneas), las que abarcan 990 km de longitud aproximadamente.

En la siguiente ilustración 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.

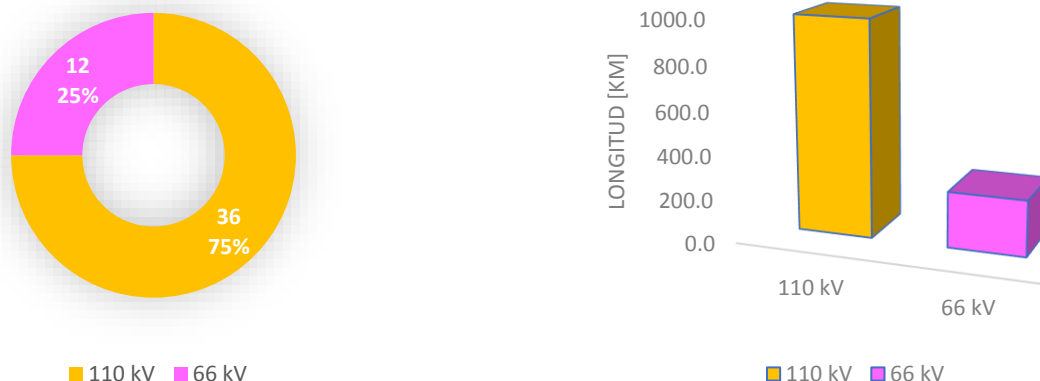


Figura 5.23 Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea.

Además, la zona bajo análisis cuenta con un total de 4 transformadores de tres devanados con niveles de tensión en los lados de alta de 110/66 kV.

En las gráficas de la Figura 5.24, 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 transformadores que ingresarán 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.

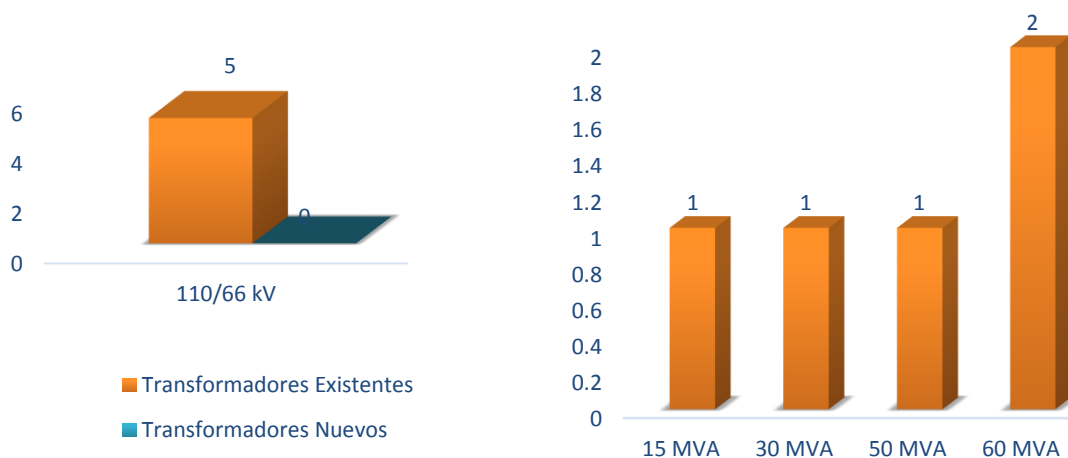


Figura 5.24 Cantidad de transformadores según niveles de transformación y capacidad

Por otro lado, la potencia de transformación de estos equipos varía de los 60 MVA a los 15 MVA.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 42 transformadores AT/MT de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 2 MVA hasta 30 MVA.

En la siguiente ilustración se muestra la cantidad de transformadores según la capacidad de éstos.



Figura 5.25 Cantidad de transformadores según capacidad

De la imagen anterior se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 30 y 20 MVA, con la inclusión de 3 nuevos transformadores de 30, 15 y 12,5 MVA.

5.2.2 ANTECEDENTES PARA EL DIAGNÓSTICO

La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 5-14: Cuadro de temperaturas por zona

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

Las siguientes tablas muestran las obras de expansión de transmisión correspondientes a esta zona indicadas en el Decreto Exento N° 418 del 2017 y la Resolución Exenta N° 163 del 2018, las cuales fueron modeladas en la zona.

En total, se decretaron 8 obras de ejecución obligatoria en construcción, donde algunas de ellas ya han entrado en servicio, por lo que son parte de los escenarios base, 4 obras de ejecución obligatoria, y 9 obras en el Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017.

Tabla 5-15: 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
Aumento De Capacidad En S/E San Juan	Base
S/E Castilla	Base
Nuevos Transformadores En S/E Pan De Azúcar	Base
Nuevo Transformador En S/E Quillota	Base

Tabla 5-16: Obras de Ejecución Obligatoria Zona Diego de Almagro - Quillota (DE N° 418)

Obras Zonales de Expansión 418	Escenario
Ampliación en S/E Copayapu	Dic-2019
Ampliación en S/E San Joaquín	Dic-2019
Ampliación en S/E Combarbalá	Jun-2019
Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Maitencillo Algarrobo	Dic-2019

Tabla 5-17: Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017

Obras Zonales de Plan Expansión 2017	Escenario
Doble Vinculación Transformador N°1 220/110 Kv En S/E Cardones	2022
Ampliación En S/E Caldera	2022
Ampliación En S/E Cerrillos	2022
Ampliación En S/E Atacama Kozán	2022
Ampliación En S/E Plantas	2022
Nuevo Transformador En S/E Illapel	2021
Nueva Línea 2x110 Kv Desde S/E Caldera A Línea 1x110 Kv Cardones – Punta Padrones	2023
Nueva Línea 1x110 Kv Cerrillos – Atacama Kozán	2023
Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 Kv	2022

Adicionalmente, se modeló la obra de expansión Subestación Seccionadora Línea Ovalle – Illapel 1x110 kV la cual fue presentada vía artículo 102°, y autorizada la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 772 del 2018.

Tabla 5-18: Obras Autorizadas vía artículo 102°

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 5-19, se presentan las fechas de demanda máxima coincidente, con los cuales se desarrolló el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-19: Fechas de demanda máxima coincidente

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Quillota-Choapa	27-01-2017 11:00	27-01-2017 21:00	21-04-2017 11:00	17-09-2017 21:00
Choapa - Pan De Azúcar	28-02-2017 15:00	24-02-2017 21:00	21-04-2017 11:00	20-06-2017 19:00
Zona Pan De Azúcar	26-01-2017 15:00	27-01-2017 21:00	20-07-2017 17:00	17-07-2017 20:00
Maitencillo - Pan De Azúcar	27-11-2017 13:00	30-11-2017 21:00	09-05-2017 14:00	09-05-2017 20:00
Zona Cardones	31-01-2017 14:00	31-01-2017 21:00	13-09-2017 11:00	11-07-2017 20:00
Zona Diego De Almagro	27-01-2017 15:00	31-12-2017 21:00	08-09-2017 10:00	04-04-2017 20:00

5.2.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, se presentan los resultados de 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 dos escenarios de oferta considerados, se encuentran disponibles en el Anexo 1 – Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional.

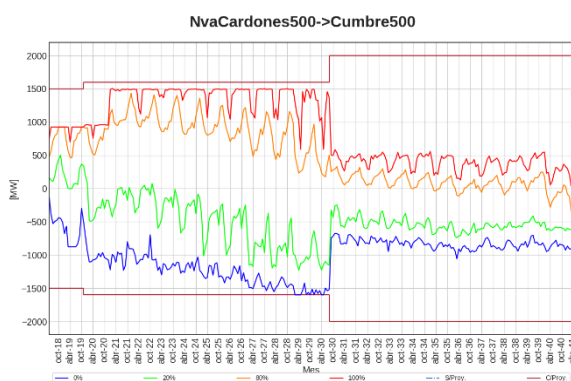


Figura 5.26: Utilización esperada tramo Nueva Cardones - Cumbre 500 kV.

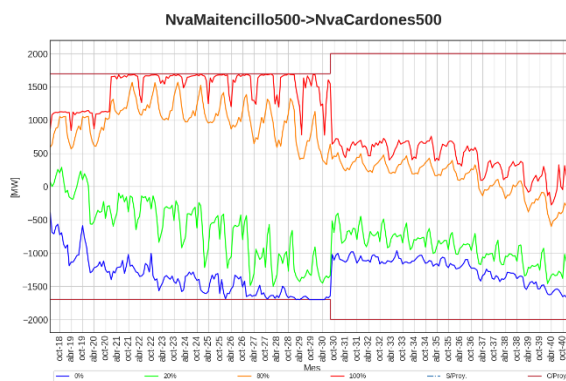


Figura 5.27: Utilización esperada tramo Nueva Maitencillo - Nueva Cardones 500 kV.

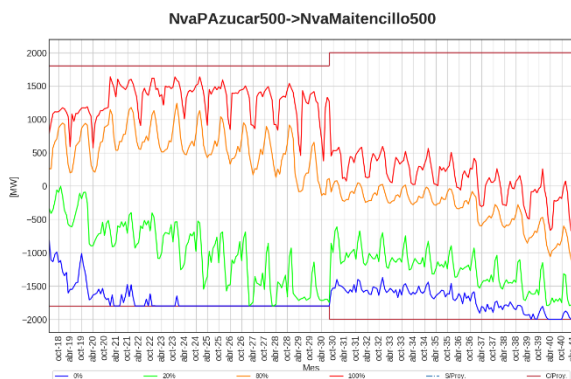


Figura 5.28: Utilización esperada tramo Nueva Pan de Azúcar - Nueva Maitencillo 500 kV.

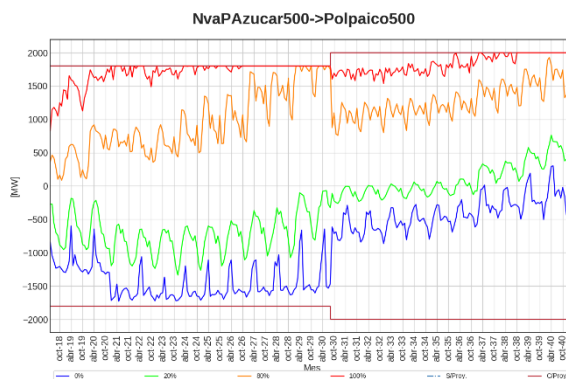


Figura 5.29: Utilización esperada tramo Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV.

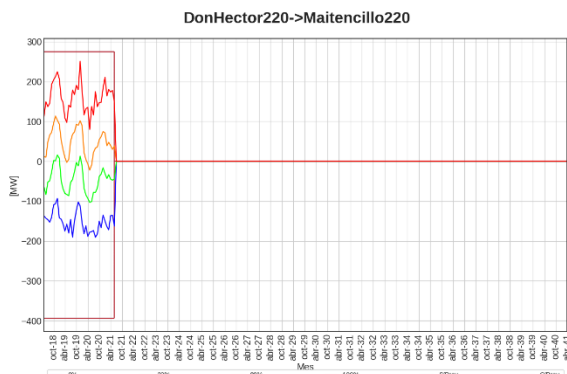


Figura 5.30: Utilización esperada tramo Don Héctor – Maitencillo 220 kV.

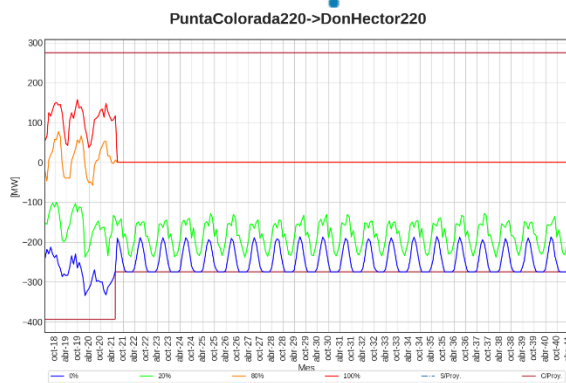


Figura 5.31: Utilización esperada tramo Punta Colorada – Don Héctor 220 kV.

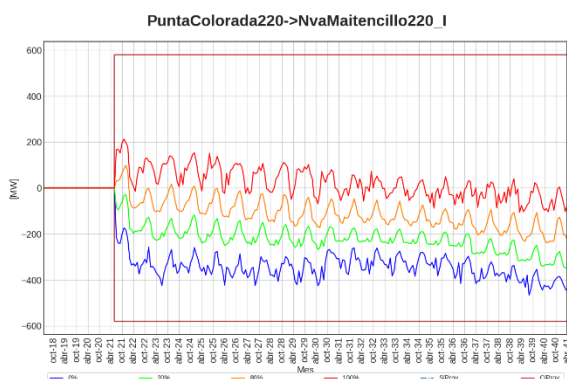


Figura 5.32: Utilización esperada tramo Punta Colorada – Nueva Maitencillo 220 kV.

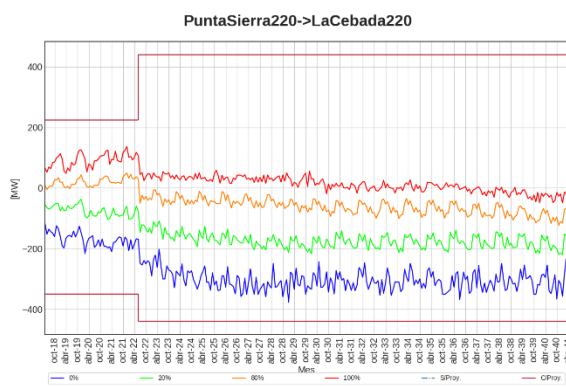


Figura 5.33: Utilización esperada tramo Punta Sierra – La Cebada 220 kV.

5.2.3.1 Comentarios

- Los resultados muestran un uso intensivo del sistema de transmisión de 500 kV, especialmente en dirección norte -sur, aunque se aprecia un uso bidireccional.
- El sistema de 500 kV presenta un grado de congestión leve en el periodo posterior a la puesta en servicio del tramo de 500 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.
- Las congestiones mencionadas se ven aliviadas con la puesta en servicio del proyecto en corriente continua entre Kimal y Lo Aguirre, entregando alrededor de 10 años de ausencia de congestiones.
- Por su parte, el tramo comprendido entre las SS/EE Maitencillo, Don Héctor, Punta Colorada y Pan de Azúcar, en 220 kV, podrían presentar congestiones en la medida en que las líneas presentes 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). Debido a lo anterior, en las versiones previas de esta propuesta se supuso que alguno de los tramos operaría abierto, particularmente Maitencillo – Don Héctor 2x220 kV.

- No obstante lo anterior, y debido al interés de nuevos proyectos por conectarse en la S/E Don Héctor, o su entorno, en las secciones posteriores se analizará una obra de expansión para esta zona.
- Asimismo, se observan congestiones en el mediano plazo (2023 en adelante) en el tramo Punta Sierra – La Cebada, situación que podría dar origen a una obra de expansión, la que se espera analizar con posterioridad a la emisión de esta propuesta.

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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Rojo: mayora a 100%

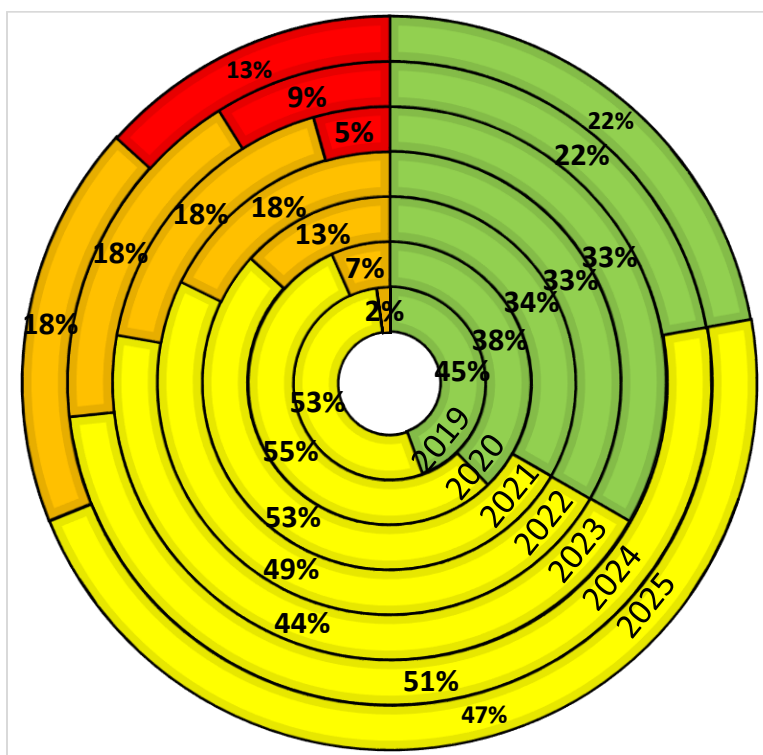


Figura 5.34 Evolución del Estado de Cargabilidad de los transformadores AT/MT

De la Figura 5.34, se aprecia que en el año 2019 se espera que el 2% del total de transformadores presenten episodios en los cuales se cargarían entre el 85% y 100% de su capacidad, mientras que el resto está por debajo de estos niveles.

El nivel de carga de estos transformadores evoluciona en el horizonte 2019 - 2025, presentándose sobrecargas esperadas en el año 2025 en el 13% de estos.

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 congestiones no mitigables**

En esta zona de estudio se estima que existen 6 transformadores congestionados que no pueden ser aliviados por redistribuciones de carga a transformadores y/o subestaciones aledañas.

La Tabla 5-20, muestra aquellos transformadores que presentan sobrecargas estimadas en el periodo 2019 – 2025.

Tabla 5-20 Transformadores AT/MT sobrecargados período 2019-2025

Transformador
MARQUESA 66/MT 25 MVA T1
MONTE PATRIA 66/MT 10 MVA T2
QUÍNQUIMO 110/MT 20 MVA T1

Se aprecian 3 transformadores con sobrecargas que se estiman a partir del año 2023 para el transformador de Monte Patria, 2024 para el de Quinquimo, y 2025 para S/E Marquesa.

En el caso de S/E Marquesa, la obra presentada en el Informe Técnico Final de la CNE, correspondiente a S/E Damascal, contaría con un transformador 110/23 kV de 30 MVA, con el objetivo de relajar las cargabilidades de los transformadores de S/E Marquesa y tomar nuevos consumos industriales, evitando además sobrecargas en la línea 1x66 kV Pan de Azúcar – Marquesa.

Luego, en la Tabla 5-21 se muestra el listado de transformadores que presentarían una cargabilidad entre el 85% y el 100% durante el periodo 2019-2023.

Tabla 5-21: Transformadores AT/MT con 85% al 100% de cargabilidad 2019 - 2025

Transformador
OVALLE 66/MT 30 MVA T1
OVALLE 66/MT 30 MVA T2

- **Transformadores con congestiones solucionables**

Las siguientes tablas, muestran aquellos transformadores que se considera podrían ver reducciones de cargabilidad por redistribuciones de carga en la zona y/o obras menores por parte de las empresas propietarias.

Para las estimaciones de redistribuciones de carga, se utilizó la capacidad de transformación de media tensión en la zona y las demandas máximas coincidentes.

Se identifica el siguiente caso con sobrecargas en el periodo 2019 – 2025, para el cual, existen transformadores en subestaciones aledañas que permitirían redistribuir sus cargas.

Tabla 5-22: Transformadores AT/MT sobrecargados periodo 2019-2025 [No críticos]

Transformador
GUAYACÁN 66/MT 15 MVA T1
SALAMANCA 110/MT 10 MVA T1
CABILDO 110/MT 30 MVA T1

Se estima que una redistribución permitiría que las cargabilidades esperadas en el 2025 en los transformadores de S/E Guayacán no superasen el 85%, mientras que en S/E Salamanca no se superaría el 56%.

En particular en S/E Cabildo, existe un transformador en reserva de 13 MVA que, de entrar en servicio, permitirá mantener las cargabilidades de ambos transformadores bajo del 75% en el 2025 y bajo el 100% hasta el 2038.

En las siguientes tablas se muestra el listado de transformadores que presentarían una cargabilidad entre el 85% y el 100% durante el periodo 2019-2023.

Tabla 5-23: Transformadores AT/MT con 85% al 100% de cargabilidad 2019 - 2025 [No críticos]

Transformador
COPIAPÓ 110/MT 24 MVA T4
PLANTAS 110/MT 24 MVA T1
SAN JOAQUÍN 110/13,2 30 MVA T1
SAN JUAN 66/MT 10,2 MVA T1
VICUÑA 110/23 24 MVA T1
CASAS VIEJAS 110/MT 10 MVA T1

Para el caso de los transformadores de S/E Copiapó y S/E Plantas, la redistribución de sus cargas permitirían que las cargabilidades previstas no superen el 80% de sus capacidades al 2025.

En el caso de S/E San Joaquín, la redistribución de sus cargas dentro de los transformadores de la misma subestación, permitirían que las cargabilidades previstas no superen el 75% de sus capacidades al 2025.

Para el caso de S/E San Juan, la redistribución de sus cargas dentro de los transformadores de la misma subestación, permitirían que las cargabilidades previstas no superen el 70% de sus capacidades al 2025.

Para el caso de S/E Vicuña, la cargabilidad en el año 2025 es del 86%, por lo que se considera posible postergar una solución para el siguiente periodo de planificación.

Para el caso de S/E Casas Viejas, la redistribución de sus cargas con los transformadores de la subestación aledaña Marbella, permitirían que las cargabilidades previstas no superen el 86% de sus capacidades al 2025, por lo que se considera posible postergar una solución para el siguiente periodo de planificación.

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

En la siguiente tabla se muestran aquellos transformadores cuyas congestiones serán resueltas por nuevos proyectos decretados.

Tabla 5-24: Transformadores AT/MT congestionados en el corto plazo que cuentan con una solución

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	2019	88%
SAN JOAQUÍN 110/13,2 30 MVA T2	AMPLIACIÓN EN S/E SAN JOAQUÍN	2019	67%
SAN JUAN 66/MT 10,2 MVA T1	AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E SAN JUAN	2018	61%
ILLAPEL 110/23 13 MVA T2	NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E ILLAPEL	2021	78%

5.2.5 DIAGNÓSTICO PARA TRANSFORMADORES AT/AT

Se diagnosticaron un total de 5 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados.

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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Rojo: mayora a 100%



Figura 5.35 Evolución del Estado de Cargabilidad de los Transformadores AT/AT

No se identificaron 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 congestiones por maniobras operativas o postergación.

- **Transformadores con congestiones no mitigables**

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

- **Transformadores con congestiones 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 diagnosticaron un total de 48 líneas de transmisión zonal, considerando las líneas nuevas, siendo estas evaluados ante los cuatro escenarios indicados.

En la siguiente gráfica 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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

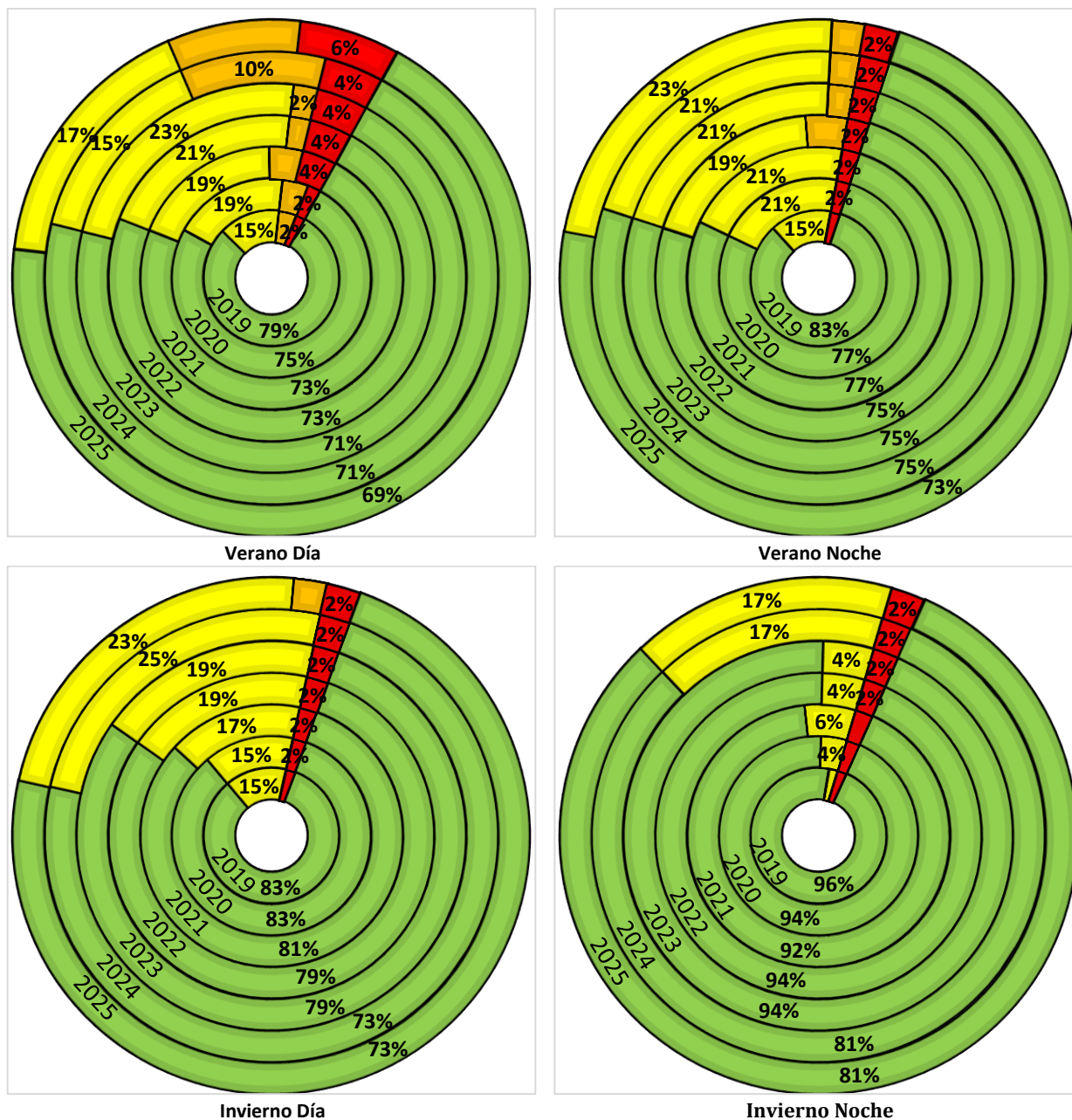


Figura 5.36 Evolución del Estado de Cargabilidad de las Líneas de Transmisión Zonal

En esta zona de estudio, las mayores exigencias se dan en el escenario de verano día, para el cual 85% del total de líneas se encuentra por debajo del 85% de cargabilidad esperada en todo el periodo 2019 – 2025. Existen 3 líneas con sobrecargas en el periodo desde análisis, de las cuales una de ellas se encuentra con sobrecargas a partir del año 2019.

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 congestiones no mitigables**

A continuación, se muestran aquellas líneas con sobrecargas estimadas en el periodo 2019 -2025, las cuales no fueron posible de reducir a través de maniobras operativas.

Tabla 5-25: Líneas de transmisión sobrecargadas periodo 2019-2025

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

En el caso de la línea 1x110 kV Choapa – Illapel, se observan sobrecargas a partir del año 2019, producto de la entrada la obra Subestación Seccionadora Línea Ovalle – Illapel 1x110 kV, indicada en la Resolución Exenta N° 772 del 2018, en el cual se espera la conexión de un proyecto de consumo de 35 MVA en el 2019, produciendo sobrecargas de un 154% en esta línea.

Sin embargo, la capacidad de cargabilidad informada en esta línea, es significativamente inferior a otras líneas con características similares en la zona de estudio, comparativamente, las capacidades de estas otras líneas tendrían una cargabilidad estimada de un 108% en el 2025.

En el caso de la línea 1x110 kV Quillota - Marbella, se tiene una cargabilidad de 86% en el 2019, la cual va aumentando hasta llegar a un 113% en el 2025 producto de los incrementos de demanda proyectados. Sin embargo, la capacidad de cargabilidad informada en esta línea, es significativamente inferior a otras líneas con características similares en la zona de estudio, comparativamente, las capacidades de estas otras líneas tendrían una cargabilidad estimada de un 86% en el 2025. Además, la empresa CGE presenta una propuesta de transmisión a la CNE, en donde establece que, solamente reforzando un tramo de 1 kilómetro de la línea descrita, bastaría para aumentar su capacidad total de la línea en un 89%, solucionando de esta manera la problemática detectada.

Bajo estos antecedentes, se solicitará la justificación de las capacidades presentadas en estas líneas con la finalidad de argumentar la necesidad y detalle de las obras que darían solución las problemáticas detectadas.

Tabla 5-26 Líneas de Transmisión con 85% al 100% de cargabilidad 2019 - 2025

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Ovalle – La Ruca 110 kV C1	Sí	No	No	No
La Ruca - El Peñon 110 kV C1	Sí	No	No	No
Ovalle - La Ruca 110 kV C2	Sí	No	No	No

La Ruca - El Peñon 110 kV C2	Sí	No	No	No
------------------------------	----	----	----	----

En el caso de las líneas 2x110 kV de Ovalle – La Ruca – El Peñón, se observan cargabilidades del 90% en el 2019 y del 127% en el 2025. Sin embargo, la capacidad de cargabilidad informada en esta línea, es significativamente inferior a otras líneas con características similares en la zona de estudio, comparativamente, las capacidades de estas otras líneas tendrían una cargabilidad estimada de un 88% en el 2025.

Bajo estos antecedentes, se solicitará la justificación de las capacidades presentadas en esta línea con la finalidad de argumentar la necesidad y detalle de las obras que darían solución las problemáticas detectadas.

- **Líneas con congestiones solucionables**

A continuación, se muestran aquellas líneas que se considera podrían ver reducciones de cargabilidad por maniobras operativas o con la posibilidad de postergar sus soluciones.

En Tabla 5-27 se muestra el listado de transformadores que presentarían una sobrecarga en el periodo 2019-2023.

Tabla 5-27: Líneas de transmisión sobrecargadas periodo 2019-2025 [No Crítico]

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Copayapu - Copiapó 110kV	Si	Si	Si	Si

En el caso de la línea 1x110 kV Copayapu – Copiapó, se tiene que al operar abierto en la línea 1x110 kV Copiapó - Hernán Fuentes, y alimentar los consumos de S/E Hernán Fuentes y S/E Caldera a través de la nueva línea proveniente del Seccionamiento de la línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones, se tiene que la cargabilidad de la línea 1x110 kV Copayapu – Copiapó en su peor condición se reduce al 78% en el 2025.

- **Líneas solucionadas por obras de expansión**

En la Tabla 5-28 se muestran aquellas líneas cuyas cargabilidades serán aliviadas por nuevos proyectos decretados.

Tabla 5-28 Transformadores AT/MT congestionados en el corto plazo que cuentan con una solución

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática	Fecha de Alivio	Nivel de Carga Previo
Cardones – Copayapu (Copiapó) 110kV	AMPLIACIÓN EN S/E COPAYAPU	2022	83%
Copayapu – Copiapó 110kV	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	2022	86%
----------------------------	--	------	-----

5.3 ZONA QUINTA REGIÓN

5.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 16.396 km². Considerando los resultados preliminares del Censo 2017, la población total aproximada de la zona es de aproximadamente 1.815.902 habitantes, lo que corresponde al 10,3% de la población total del país. El sistema se ubica en el centro del país y comprende las instalaciones ubicadas en la Región de Valparaíso.

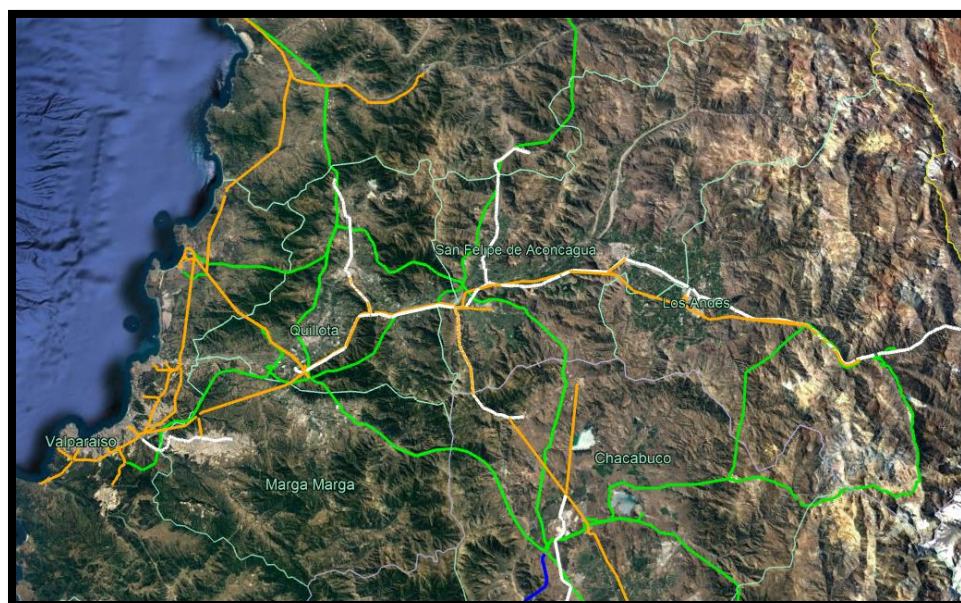


Figura 5.37 Mapa geográfico de la zona de estudio.

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 5-29.

El sistema Zona Quinta cuenta con puntos importantes de generación, localizándose uno de ellos en la zona de Quinteros conformado por las centrales termoeléctricas a carbón Campiche, Nueva Ventana y 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 ingresa al sistema nacional a través de la S/E 220 kV Nogales redistribuyendo la energía hacia el norte por medio de la S/E Los Vilos y al sur por medios de las subestaciones 220 kV Quillota y Polpaico. El otro punto de generación significativo es el ubicado en la zona de Quillota sector San Luis, en este lugar donde se localizan los complejos de centrales GNL Nehuenko y San Isidro. Este punto de generación abastece a parte del sistema zonal de la Región de Valparaíso a través de la S/E 220 kV Agua Santa y parte de la energía ingresa al sistema nacional a través de la S/E 220 kV Quillota. Las instalaciones más relevantes de la zona se diagraman en la Figura 5.38.

La zona Quinta cuenta con una subzona que es la zona cordillerana del Aconcagua, el sistema nacional para este sector lo conforman en gran mayoría las instalaciones 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.

Para esta zona se identifica la subzona de San Antonio, donde el sistema nacional lo conforman todas las instalaciones 220 kV que van desde S/E Lo Aguirre hasta S/E Rapel, el sistema zonal es alimentado por S/E Alto Melipilla, la cual abastece a los consumos regulados y libres de la zona de San Antonio y Litoral central.

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

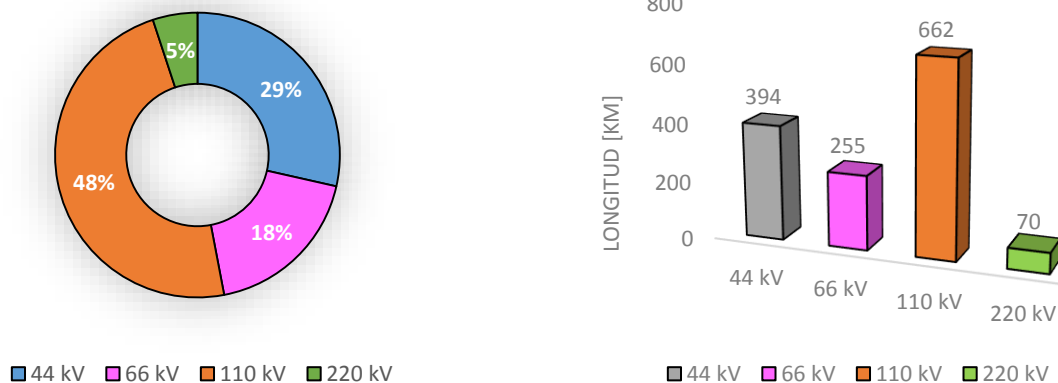


Figura 5.39 Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea.

En las siguientes gráficas, 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 ingresarán 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.

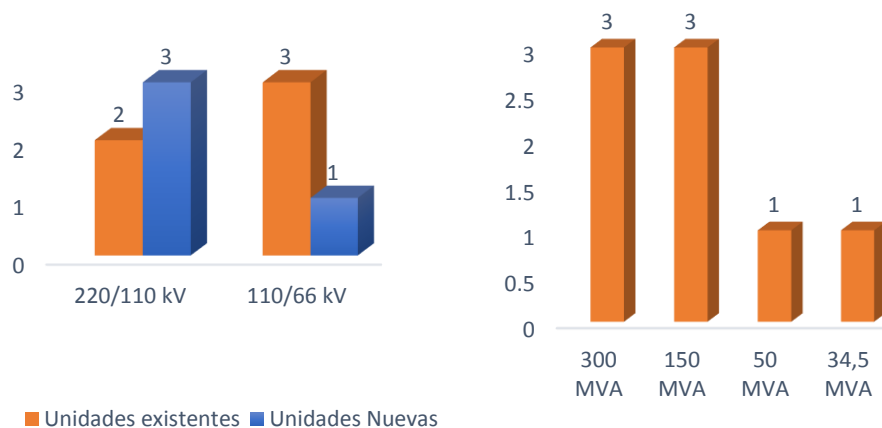


Figura 5.40 Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad

Los nuevos transformadores 220/110 kV que se observa en la Figura 5.40, serán instalados en las subestaciones: Agua Santa, Alto Melipilla y Nueva S/E Rio 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 5.41 se muestra los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

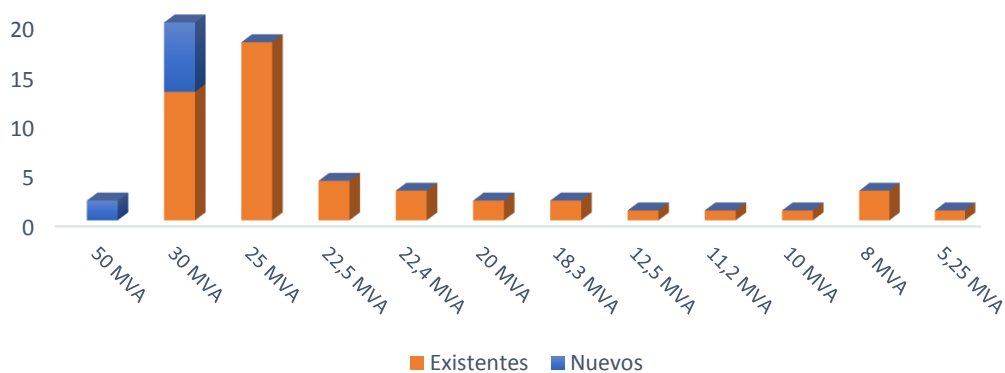


Figura 5.41 Cantidad de transformadores según capacidad

De la imagen anterior 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 siguiente tabla.

Tabla 5-30 Cuadro de temperaturas por zona.

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

Se determinaron temperaturas máximas para cada uno de los periodos analizados, a través de las referencias indicadas en 4.2.3.2.

Las obras de expansión indicadas en los Decretos Exentos N° 418 del 2017 y el N° 293 del 2018, que fueron modeladas para realizar el análisis de esta zona, se presentan en las Tabla 5-31, Tabla 5-32 y Tabla 5-33. En total se modelaron 21 obras de ejecución obligatoria construcción, donde algunas de ellas ya han entrado en servicio, 21 obras de ejecución obligatoria y 7 obras del plan de expansión 2017.

Tabla 5-31: 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

Obras Zonales de Expansión DE N° 418 2017	Escenario
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 5-32: Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017

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

Las obras de generación que se incorporaron en el análisis son las siguientes.

Tabla 5-33 Obras de Generación en el Sistema Zonal

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

Se obtuvieron las demandas máximas coincidentes para la Zona Quinta, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de los transformadores AT/MT, con las cuales se desarrolló el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-34: Fechas de demanda máxima coincidente

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Región de Valparaíso	27-01-2017 15:00	24-02-2017 21:00	08-06-2017 15:00	07-06-2017 21:00

5.3.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, se presentan los resultados de 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 dos escenarios de oferta considerados, se encuentran disponibles en el Anexo 1 – Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional.

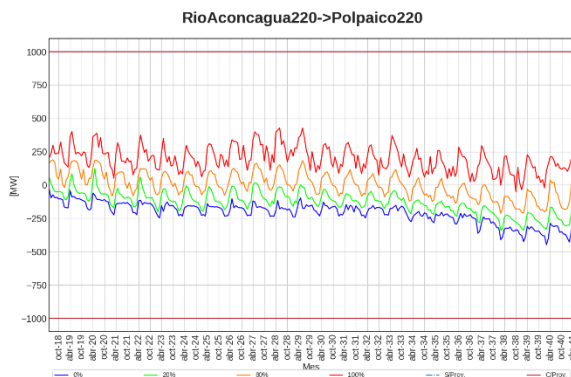


Figura 5.42: Utilización esperada tramo Río Aconcagua – Polpaico 220 kV.

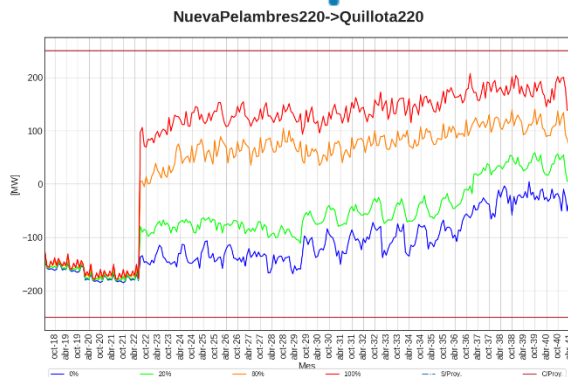


Figura 5.43: Utilización esperada tramo Nueva Pelambres – Quillota 220 kV.

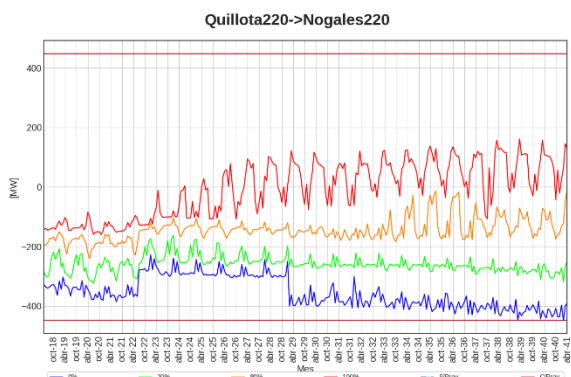


Figura 5.44: Utilización esperada tramo Quillota – Nogales 220 kV.

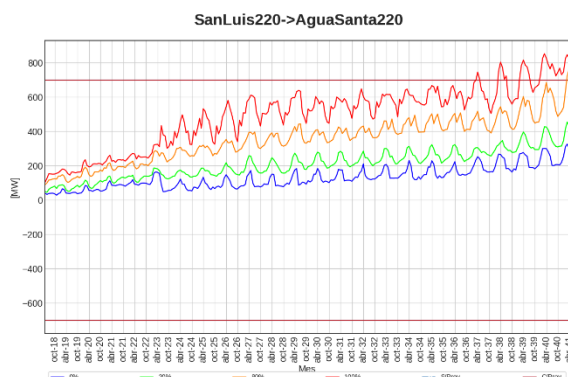


Figura 5.45: Utilización esperada tramo San Luis – Agua Santa 220 kV.

5.3.3.1 Comentarios

- De los tramos del sistema de transmisión nacional pertenecientes a esta zona, el único que presenta un grado de utilización esperado importante, 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, esto es: 440 MVA. Esta condición corresponde a una simplificación en la modelación, la cual se considera válida debido a que existen caminos paralelos de mucha mayor capacidad, lo que permitiría abrir ambos circuitos de la línea frente a una contingencia en uno de sus dos circuitos. Dado lo anterior, no se considera pertinente evaluar una alternativa de expansión para este tramo.
- En tanto, la Figura 5.45 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 como complemento a los demás análisis de presentados. 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. Este resultado se debe en buena medida a una actualización de la

información técnica asociada a la capacidad de transporte de la línea, la cual alcanzaría alrededor de 700 MVA, considerando la redistribución de flujos post contingencia y una capacidad de transporte de alrededor de 600 MVA por circuito a 25°C con presencia de sol.

5.3.4 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT

Se diagnosticaron el 100% de los transformadores AT/MT de la zona quinta, de los cuales se identificó, que para el periodo 2019 a 2025 existirán 3 transformadores sobre el 100 % de su capacidad nominal y 7 transformadores con un nivel de carga entre el 85 % y 99% respectivamente. El resto de los transformadores presentan una cargabilidad menor al 85%. En la siguiente figura 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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Rojo: mayora a 100%

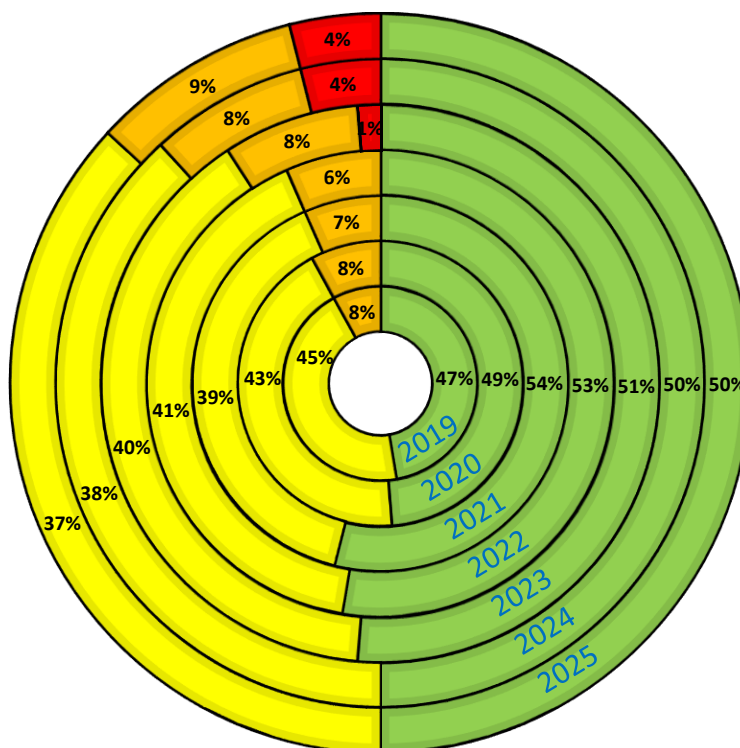


Figura 5.46 Evolución del estado de los transformadores AT/MT Zona Quinta Región

De la figura anterior se aprecia que el aumento de la demanda en el periodo de análisis para la zona quinta no suscita condiciones de cargabilidad adversas para el parque de transformadores AT/MT de la zona

A continuación, se presenta el listado de transformadores que se sobrecargarían durante el periodo 2019-2025.

Tabla 5-35: Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025 Zona Quinta Región

Transformador
QUILPUÉ 110/12 kV 25 MVA T2
SAN PEDRO 110/12 kV 25 MVA T2
LAS BALANDRAS 66/12.5 kV T1

Tabla 5-36: Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025 Zona Quinta solucionables

Transformador
QUILPUÉ 110/12 kV 25 MVA T2
SAN PEDRO 110/12 kV 25 MVA T2

Dos de los tres transformadores que sobrepasan su cargabilidad: Quilpué 110/12KV 25 MVA T2 y San Pedro 110/12KV 25 MVA T2 corresponden a unidades cuyas instalaciones se vieron adjudicadas con obras de expansión en zonas aledañas, como lo son, los proyectos del Decreto Exento N° 418/2017 “Nueva S/E 110/12 kV Peñablanca”, “Aumento de Capacidad S/E La Calera” y “Nueva S/E 110/12 kV Mayaca”. El efecto de estas obras de expansión ocasiona que los transformadores: Quilpué 110/12KV 25 MVA T1 y Quilpué 110/12KV 25 MVA T3 tengan factores de utilización menores al 65% y el transformador San Pedro 110/12 kV 25 MVA T1 tenga un factor de utilización menor al 50%, por ende, se espera que las subestaciones 110/12 kV Quilpué y 110/12 kV San Pedro puedan equilibrar su demanda por medio de acciones operacionales. El tercer transformador que presenta sobrecarga: Las Balandras 66/12.5 kV 12.5 MVA T1, sobrepasa su capacidad nominal debido al crecimiento vegetativo en el periodo de máxima demanda (verano noche), por lo tanto, esta instalación necesita de una obra de expansión.

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

Tabla 5-37: Transformadores AT/MT entre 85%-100% periodo 2019-2025

Transformador
CONCON 110/12KV 25MVA T1
EL MELON 44/12KV 8MVA T2
REÑACA 110/12KV 22.4MVA T1
SAN RAFAEL 110/12KV 25MVA T1
SAN RAFAEL 110/12KV 22.5MVA T2
LAS PIÑATAS 66/12.5KV 1.88MVA
EL TOTORAL 66/12.5KV 8MVA T1

Tabla 5-38: Transformadores AT/MT entre 85%-100% periodo 2019-2025, Mitigables

Transformador
EL TOTORAL 66/12.5 kV T1
CONCON 110/12 kV 25 MVA T1
LAS PIÑATAS 66/12,5 kV T1
EL MELON 44/12 kV T2
SAN RAFAEL 110/12KV 25MVA T1
REÑACA 110/12KV 22.4MVA T1

SAN RAFAEL 110/12KV 22.5MVA T2

De las tablas anteriores, se aprecia que un total de 7 transformadores AT/MT presentarían una cargabilidad por sobre el 85% durante el periodo 2019-2025, sin embargo, se consideran como mitigables a las unidades cuyo factor de carga promedio de los transformadores que conforman la subestación donde pertenecen, no supere el 85%. Bajo este criterio se consideran como solucionables las unidades: El Melón 44/12 kV 8MVA T2, Reñaca 110/12kV 22,4MVA T1 y San Rafael 110/12 kV 22,5MVA T2.

Caso especial resulta ser el transformador T1 110/12 kV de S/E Concón, la empresa Chilquinta debiera indicar el motivo por el cual la unidad T2 se encuentra como unidad de reserva conectada y no disponible a la operación.

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”, este proyecto también debe descongestionar al transformador Las Piñatas 66/12,5 kV.

Cabe mencionar que el aumento de demanda de la zona de Quintero está siendo resuelto mediante la propuesta de expansión de la CNE 2018, a través del proyecto “Nueva S/E Ritoque 110/12 kV”.

De los antecedentes proporcionados por Chilquinta en relación con el crecimiento inmobiliario en la zona de Algarrobo, estos son equivalentes a un aumento de potencia de 6 MVA en el mediano plazo, para esta situación se propone una solución para esta zona.

Tabla 5-39: Instalaciones congestionadas en el corto plazo que cuentan con una solución

Instalación Congestionada	Obra de Expansión propuesta por Coordinador 2019
LAS BALANDRAS 66/12.5 kV T1	Habilitación segundo transformador 66/12,5 kV S/E Balandras
ALGARROBO NORTE 66/12KV 7MVA	Aumento de capacidad S/E Algarrobo Norte. Nueva Unidad 110/66 kV – 20 MVA

5.3.5 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/AT

Se diagnosticaron el 100% de los transformadores AT/AT de la zona Quinta Región, donde se aprecia que no existen transformadores sobrecargados. También se observa que la cantidad de transformadores con una cargabilidad entre el 85% y 100% de carga es mínimo. En la siguiente gráfica 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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Rojo: mayor a 100%

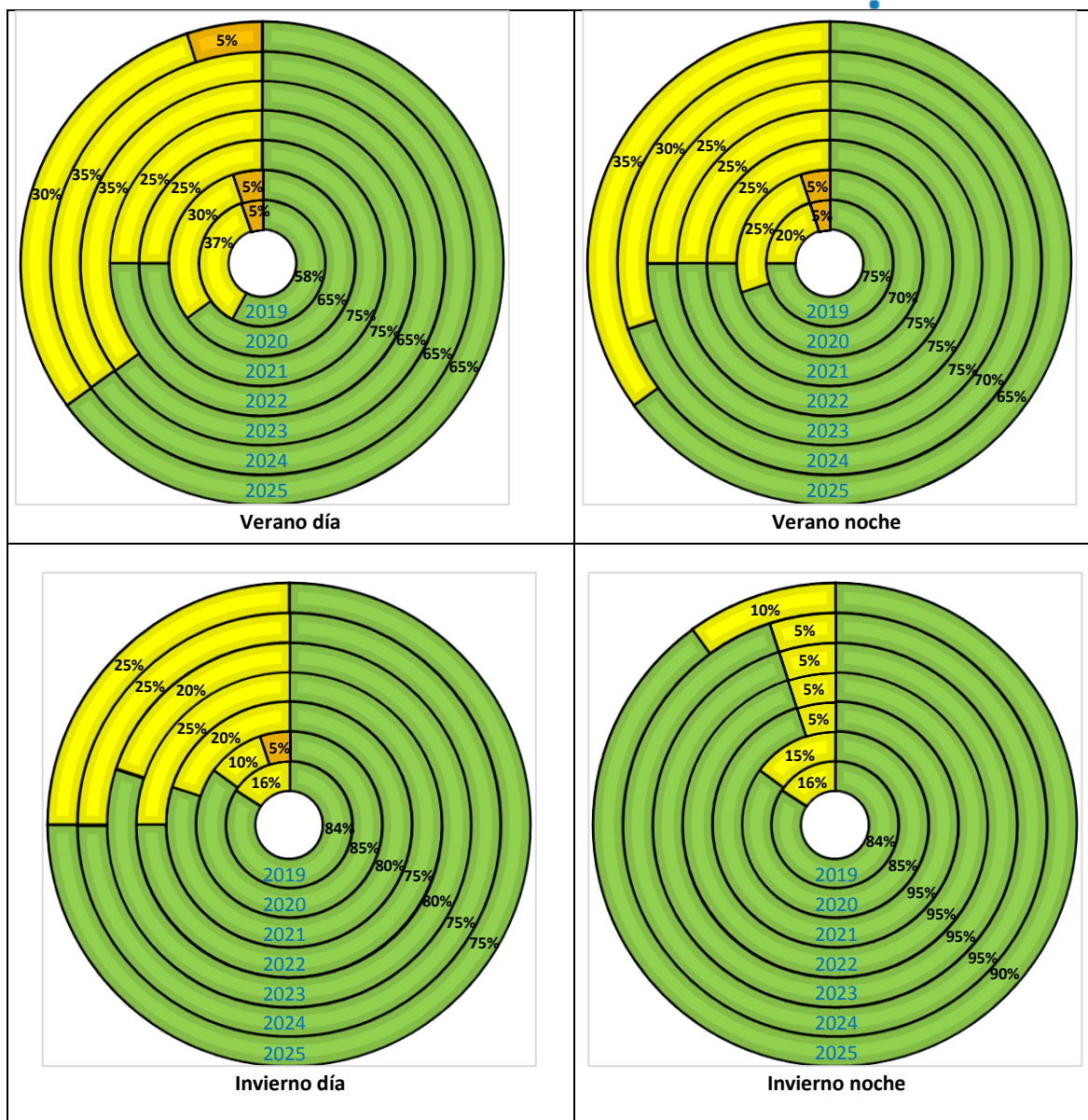


Figura 5.47 Evolución del estado de los transformadores AT/AT Zona Quinta Región.

Del diagnóstico se observa que no existen transformadores AT/AT sobrecargados en el periodo. Del mismo modo tampoco se aprecian instalaciones con una cargabilidad entre el 85% a 100 %. 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)

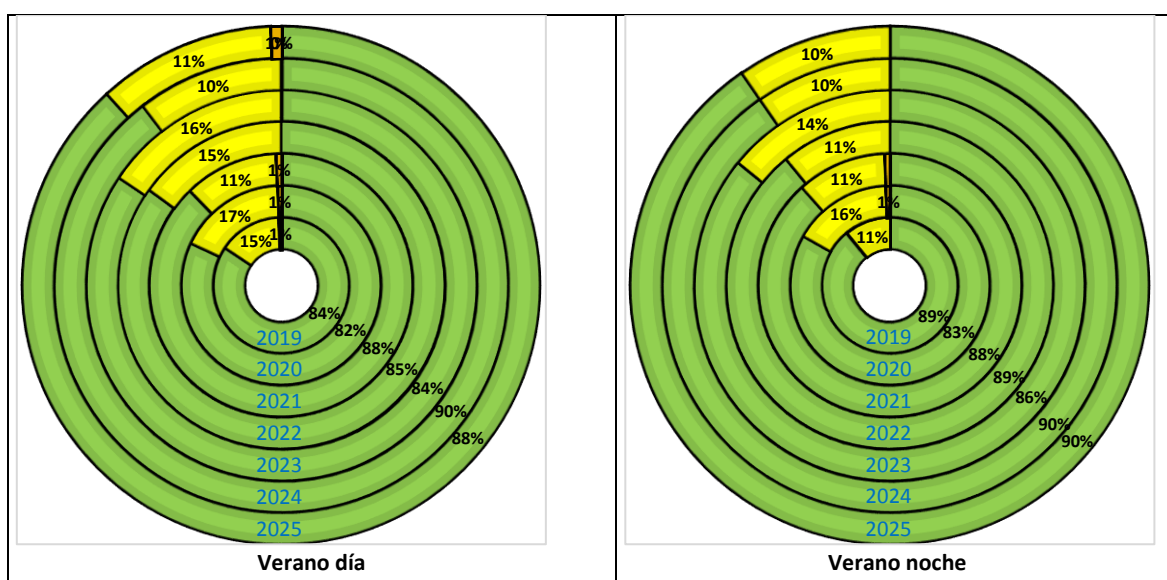
- Ampliación en S/E San Antonio (Reemplazo unidad 110/66 kV 33,5 MVA por una de 60 MVA) (PES 2021)
- Ampliación en S/E Catemu (2° Unidad 44/12 kV 16 MVA) (PES 2020)
- S/E Nueva Panquehue 110/13,8 kV (PES 2020)
- Ampliación en S/E Río Blanco

Las cuales duplicaron la capacidad de estas instalaciones, por lo que no se precisa alguna obra de infraestructura en el largo plazo para estas instalaciones de esta zona.

5.3.6 DIAGNÓSTICO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se diagnosticaron 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 siguiente gráfica 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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayor a 100%



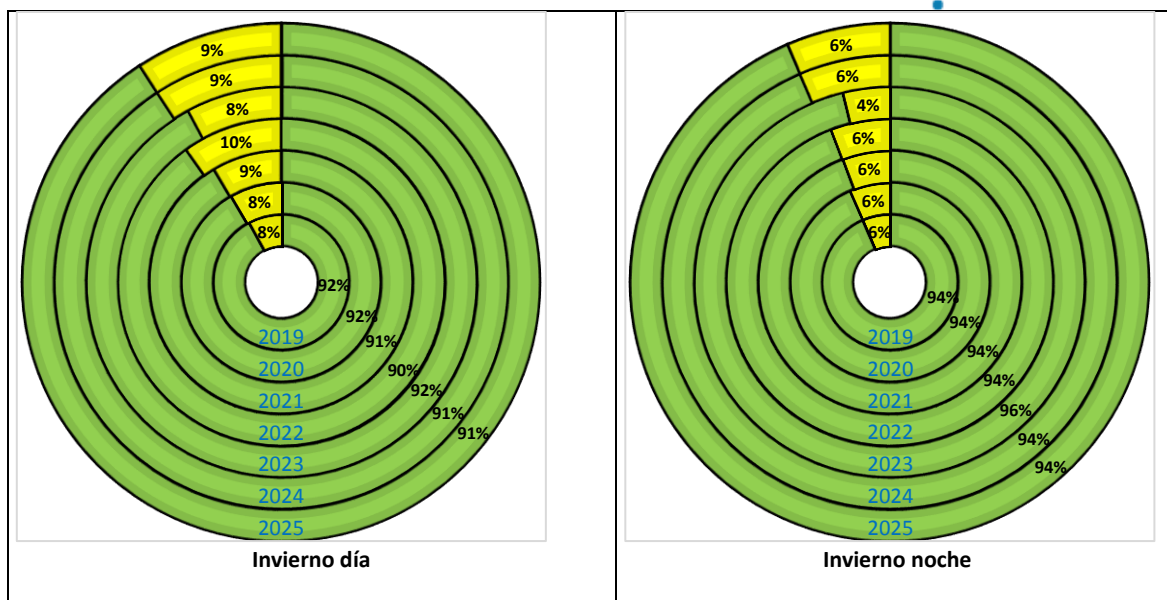


Figura 5.48 Evolución del estado de líneas de transmisión Zona Quinta Región

Del diagnóstico se observa que no existen líneas de transmisión sobrecargadas 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 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)

Y, además, el siguiente grupo de obras contenidas en Decreto Exento N°293/2017

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

El set de proyectos mostrados anteriormente permite asegurar la suficiencia y holgura para las líneas de la zona Quinta Región en el período de análisis.

5.4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

5.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 15.403 km². Considerando los resultados preliminares del Censo 2017, la población total aproximada de la zona es de aproximadamente 7.112.808 habitantes, lo que corresponde al 40,1% de la población total del país. El PIB de la Región Metropolitana corresponde al cuarto del país, posterior al de las regiones mineras.

El sistema 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 siguiente figura muestra de forma referencial la ubicación de las instalaciones comprendidas en el presente análisis.

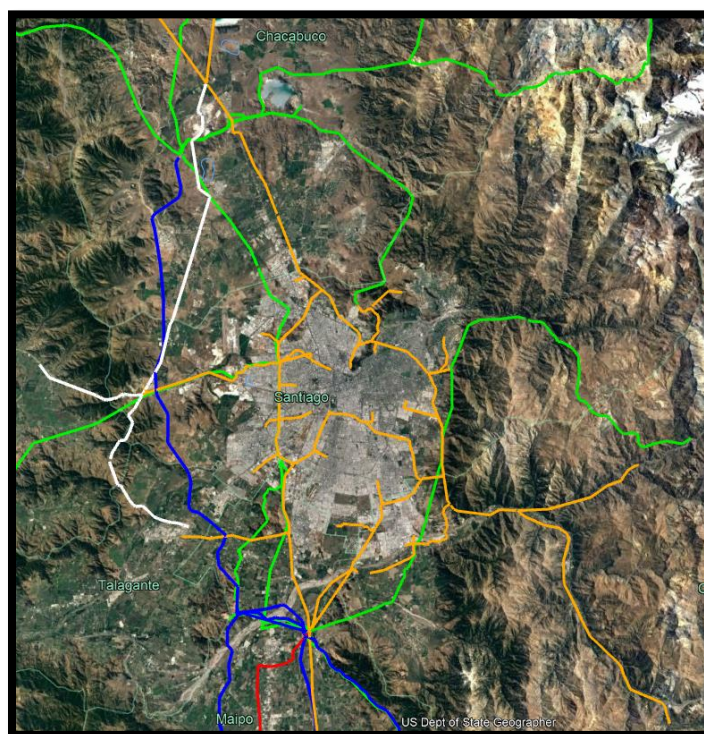


Figura 5.49 Sistema Zona Metropolitana.

Las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional enmarcadas en esta zona, tanto existentes como aquellas que prontamente se materializarán, se presentan en la Figura 5.50, mientras que una individualización de éstas se encuentra en la Tabla 5-40. 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 subestaciones: 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 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: Alto Jahuel, Chena, Cerro Navia, El Salto y 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 “El Alfalfal” (inyección en S/E Los Almendros 220 kV); Centrales Renca y Nueva Renca (inyección en S/E Renca 110 kV); Centrales Sauzal, Sauzalito y Coya (inyección en S/E Alto Jahuel 110 kV); Centrales El Volcán, Guayacán, Maitenes, Queltehues y Puntilla (inyección en S/E Florida 110 kV).

Tabla 5-40 Sistema de Transmisión Nacional Zona 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	Ene-19
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	Oct-18
L. Rapel – Alto Melipilla L2	220	1	290	Oct-18
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	-	-	Nov-18
S/E (Nueva) Lampa	220	-	-	Ene-20

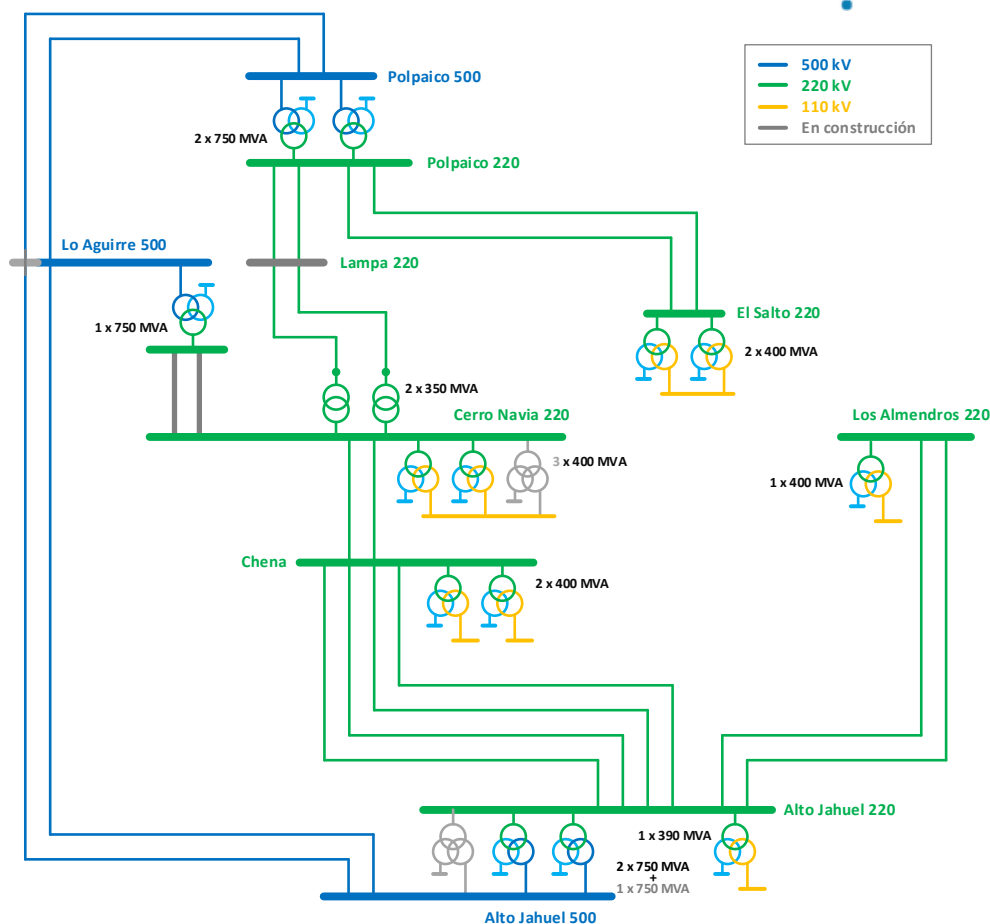
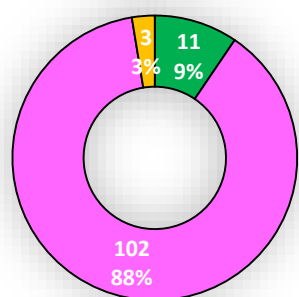


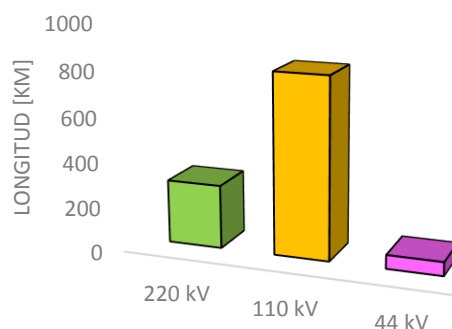
Figura 5.50 Sistema Zona Metropolitana Nacional

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.



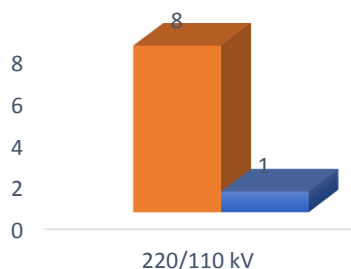
■ 220 kV ■ 110 kV ■ 44 kV



■ 220 kV ■ 110 kV ■ 44 kV

Figura 5.51 Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea.

En las siguientes gráficas, 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 ingresarán 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.



■ Transformadores Existentes
■ Transformadores Nuevos

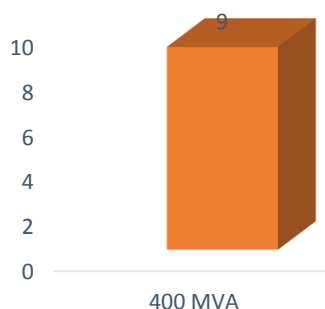


Figura 5.52 Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad

El nuevo transformador 220/110 kV que se observa en la Figura 5.52, será instalado en S/E Cerro Navia con una fecha estimada de entrada en operación durante el 2021, según el Decreto Exento 418 del 2017.

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 Figura 5.53 e muestra los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

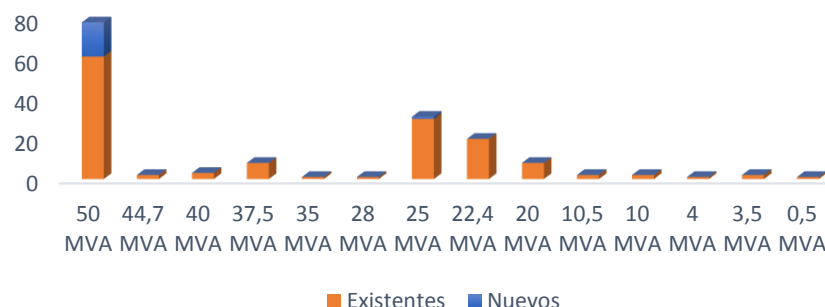


Figura 5.53 Cantidad de transformadores según capacidad

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 metropolitana, se considera una temperatura ambiente de 25°C para el periodo invierno (día y verano), y de 35°C para el periodo verano día y de 25°C verano noche. Se considera una temperatura homogénea para toda la zona geográfica en estudio, debido a la distribución homogénea que se presenta en esta zona (ver referencias indicadas en 4.2.3.2.).

Tabla 5-41 Cuadro de temperaturas por zona.

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 y el N° 293 del 2018, que fueron modeladas para realizar el análisis de esta zona, se presentan en la Tabla 5-42, Tabla 5-43 y Tabla 5-44. En total se modelaron 21 obras de ejecución obligatoria construcción, donde algunas de ellas ya han entrado en servicio, 21 obras de ejecución obligatoria y 7 obras del plan de expansión 2017.

Tabla 5-42: Obras de Ejecución Zona 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

Obras Zonales de Expansión DE N° 418 2017	Escenario
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 5-43: Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017

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

Las obras de generación que se incorporaron en el análisis son las siguientes.

Tabla 5-44 Obras de Generación en el Sistema Zonal

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

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

Se obtuvieron las demandas máximas coincidentes para la Zona Quinta, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de los transformadores AT/MT, con las cuales se desarrolló el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-45: Fechas de demanda máxima coincidente

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

A continuación, se presentan los resultados de 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 dos escenarios de oferta considerados, se encuentran disponibles en el Anexo 1 – Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional.

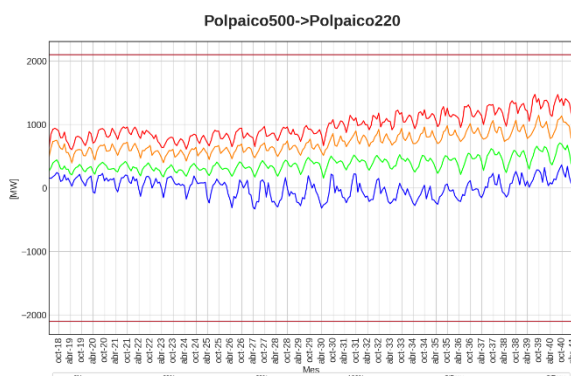


Figura 5.54: Utilización esperada tramo de transformación Polpaico 500/220 kV.

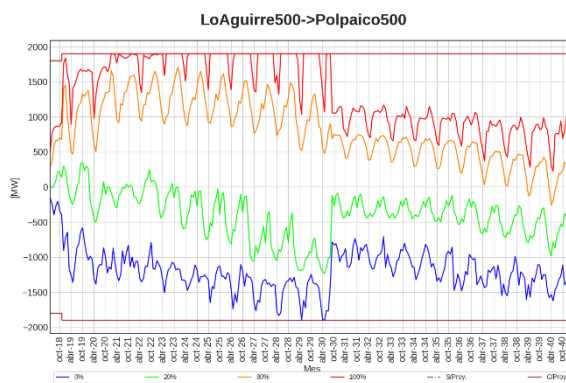


Figura 5.55: Utilización esperada tramo Lo Aguirre – Polpaico 500 kV.

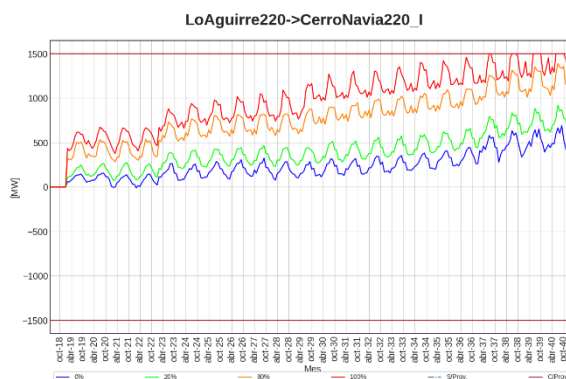
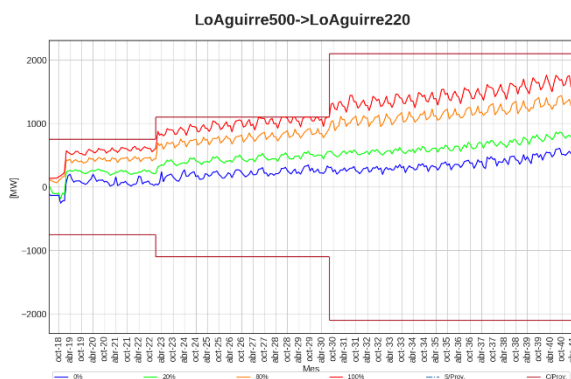


Figura 5.56: Utilización esperada tramo de transformación Lo Aguirre 500/220 kV.

Figura 5.57: Utilización esperada tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV.

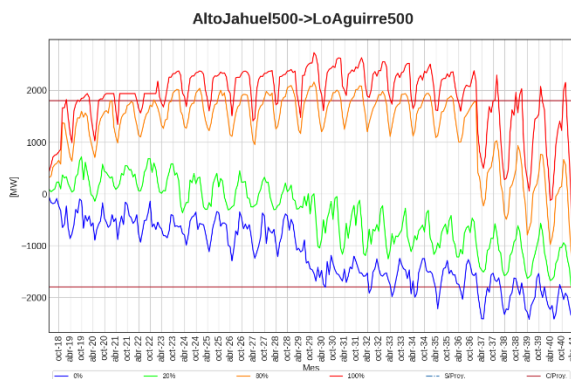


Figura 5.58: Utilización esperada tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre 500 kV.

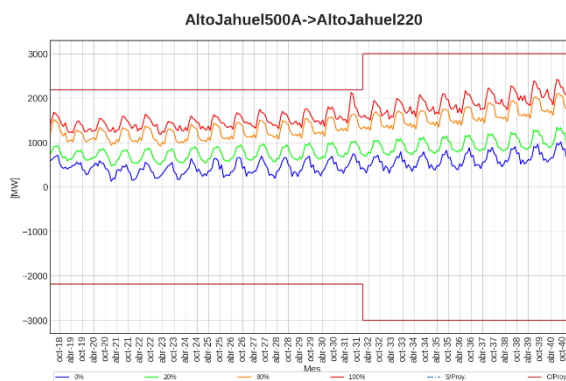


Figura 5.59: Utilización esperada tramo de transformación Alto Jahuel 500/220 kV.

5.4.3.1 Comentarios

- En general los tramos de transmisión presentados muestran signos de congestión hacia el año 2030, especialmente los tramos de transformación 500/220 kV, situación que obedecería a la puesta en servicio del enlace HVDC desde la S/E Kimal hasta la S/E Lo Aguirre.

5.4.4 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT

Se diagnosticó un total de 160 transformadores AT/MT para la Zona Metropolitana, de los cuales se identificó, de acuerdo con las proyecciones, que para el periodo 2019 existirán 8 transformadores sobrecargados y 30 de ellos con un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%, mientras que el resto del parque se encuentra bajo el 85% de su capacidad. En la siguiente gráfica 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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayor a 100%

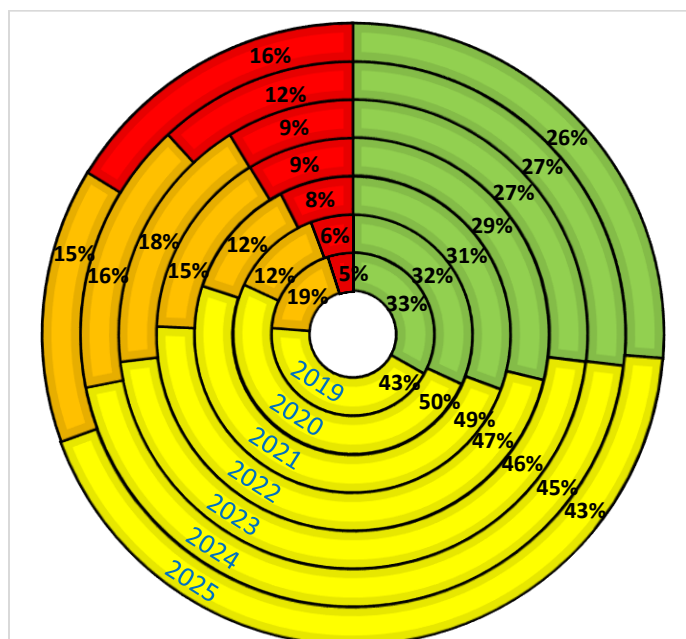


Figura 5.60 Evolución del estado de los transformadores AT/MT

De la figura podemos observar también que a partir del 2019 existirán 8 transformadores cuya cargabilidad están por sobre su capacidad nominal, 30 transformadores mostrarán una cargabilidad entre el 85% y 100% de su capacidad nominal, cuya evolución se irá haciendo más crítica hasta la finalización del horizonte de análisis. El aumento proyectado en la utilización de los transformadores AT/MT de la zona 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 es la zona poniente y poniente norte de la capital, que mostraron un desarrollo inmobiliario importante en los últimos años, acompañados de un crecimiento en el área de logística y bodegas.

A continuación, se presenta el listado de transformadores que se sobrecargarán durante el periodo 2019-2025.

Tabla 5-46: Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025

Transformador
APOQUINDO 110/12 kV 50 MVA T1
APOQUINDO 110/12 kV 50 MVA T2
APOQUINDO 110/12 kV 50 MVA T3
BATUCO 110/23.5KV 50MVA T2
CURACAVI 44/12 kV 10 MVA T2
EL MANZANO 230/25KV 20MVA T1
LA REINA 110/12.5KV 20MVA T1
LA REINA 110/12.5KV 50MVA T3
LA REINA 110/12.5KV 50MVA T4
LAS ACACIAS 110/23.5KV 37.5MVA T1
LO BOZA 110/12.5KV 25MVA T1
LO BOZA 110/12.5KV 25MVA T2
LO BOZA 110/12.5KV 50MVA T4

MALLOCO 110/12.5KV 22.4MVA T1
MALLOCO 110/12.5KV 22.4MVA T2
OCHAGAVIA 110/12.5KV 50MVA T2
PAJARITOS 110/12.5KV 50MVA T1
PAJARITOS 110/12.5KV 50MVA T2
SAN CRISTOBAL 110/13.9KV 50MVA T3
SANTA RAQUEL 110/12.5KV 25MVA T2
SANTA RAQUEL 110/12.5KV 50MVA T1
VITACURA 110/12.5KV 50MVA T1
VITACURA 110/12.5KV 50MVA T2
VITACURA 110/12.5KV 50MVA T3
VITACURA 110/12.5KV 50MVA T4

Tabla 5-47: Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025, solucionables

Transformador
EL MANZANO 230/25KV 20MVA T1
LAS ACACIAS 110/23.5KV 37.5MVA T1
MALLOCO 110/12.5KV 22.4MVA T1
MALLOCO 110/12.5KV 22.4MVA T2
OCHAGAVIA 110/12.5 kV 50MVA T2

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 las unidades: El Manzano 230/25 kV 20 MVA T1 y Las Acacias 110/23,5 kV 37,5 MVA T1, tendrían una solución equilibrando la carga de estas unidades. Para el caso de las unidades: Malloco 110/12,5 kV 22,4 MVA T1 y Malloco 110/12,5 kV 22,4 MVA T2, se considera la entrada en operación del proyecto “Nueva S/E Padre Hurtado 110/23 kV” publicado en Decreto Exento 418/2017. Para el caso del transformador Ochagavía 110/12,5 kV 50 MVA T2, de acuerdo con la información técnica del Coordinador la unidad Ochagavía 110/12,5 kV 50 MVA T2 se encuentra en servicio.

Para los transformadores de las subestaciones: 110/12,5 kV Santa Raquel, 110/12,5 kV Lo Boza y 110/12,5 kV Pajaritos se propone un aumento de capacidad, con el objeto de atender los incrementos de demanda en el largo plazo.

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 se propone un aumento de capacidad en la nueva subestación seccionadora Lampa 220 kV.

Para los transformadores de las subestaciones: 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 Apoquindo. Las unidades de las subestaciones 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. Por este motivo se propone para esta propuesta de expansión la construcción de una nueva subestación 110/12 kV 150 MVA en la comuna de Providencia. Debido a la envergadura de este tipo de proyectos se plantea la solución conceptual para este proceso y durante el 2019 se trabajará en los estudios de factibilidad de emplazamiento y construcción.

A continuación, se presenta el listado de transformadores que presentarían una cargabilidad entre el 85% y 100% durante el periodo 2019-2025.

Tabla 5-48: Transformadores AT/MT entre 85%-100% periodo 2019-2025

Transformador
ANDES 110/12.5KV 25MVA T2
BATUCO 110/23.5KV 37.5MVA T1
CARRASCAL 110/12.5KV 22.4MVA T1
CARRASCAL 110/12.5KV 22.4MVA T2
CLUB HIPICO 110/12.5KV 22.4MVA T1
COSTANERA 110/12.5KV 25MVA
EL MANZANO 230/25KV 20MVA T4
LA CISTERNA 110/13.2KV 35MVA T2
LA PINTANA 110/12.5KV 25MVA T1
LA PINTANA 110KV/12.5KV 25MVA T2
LO AGUIRRE 110/12.5KV 10.5MVA 1
LO VALLEDOR 110/12.5KV 50MVA 3
LO VALLEDOR 110/13.2KV 25MVA 1
LORD COCHRANE 110/12.5KV 44.7MVA 2
MAIPU 110/12.5KV 22.4MVA 2
MAIPU 110/12.5KV 22.4MVA 4
PUENTE ALTO 110/12.5KV 10/25MVA T2
RUNGUE 44/23KV 3.5MVA 1
SAN CRISTOBAL 110/12.5KV 50MVA 5
SAN PABLO 110/23.5KV 37.5MVA 2
SANTA ELENA 110/12.5KV 50MVA T5
SANTA MARTA 110/12.5KV 50MVA 1

Tabla 5-49: Transformadores AT/MT entre 85%-100% periodo 2019-2025, Solucionables

Transformador
ANDES 110/12.5KV 25MVA 2
CARRASCAL 110/12.5KV 22.4MVA 1
CARRASCAL 110/12.5KV 22.4MVA 2
CLUB HIPICO 110/12.5KV 22.4MVA 1
EL MANZANO 230/25KV 20MVA 4
LA CISTERNA 110/13.2KV 25MVA 1
LA PINTANA 110/12.5KV 25MVA 1
LA PINTANA 110KV/12.5KV 25MVA
LO VALLEDOR 110/12.5KV 50MVA 3
LO VALLEDOR 110/13.2KV 25MVA 1
LORD COCHRANE 110/12.5KV 44.7MVA 2
RECOLETA 110/12.5KV 50MVA 4
PUENTE ALTO 110/12.5KV 10/25MVA T2
RUNGUE 44/23KV 3.5MVA 1
SAN PABLO 110/23.5KV 37.5MVA 2

SANTA ELENA 110/12.5KV 50MVA T5
SANTA MARTA 110/12.5KV 50MVA 1

Al igual que para el caso anterior, se consideran como mitigables los transformadores cuyo factor de carga considerando a todos los transformadores de la subestación al cual pertenece, es menor o igual que el 85%. Bajo este criterio las unidades de la tabla anterior tendrían una solución equilibrando la carga de estas unidades. Lo anterior a excepción de S/E Rungue, que cuenta con un solo transformador 44/23 kV – 3,5 % y no se puede solucionar bajo esta vía. Para los transformadores que no cuentan con una solución: Batuco 110/23,5 kV 37,5 MVA T1, Costanera 110/12,5 kV 25 MVA, Lo Aguirre 110/12,5 kV 10,5 MVA T1, Maipú 110/12,5 kV 22,4 MVA T2 y Maipú 110/12,5 kV 22,4 MVA T4, se propone para esta propuesta 2019 proyectos de aumento de capacidad.

Por último, en la Tabla 5-50 se presentan las instalaciones que se encuentran congestionadas y que dicha situación será resuelta a través de nuevos proyectos.

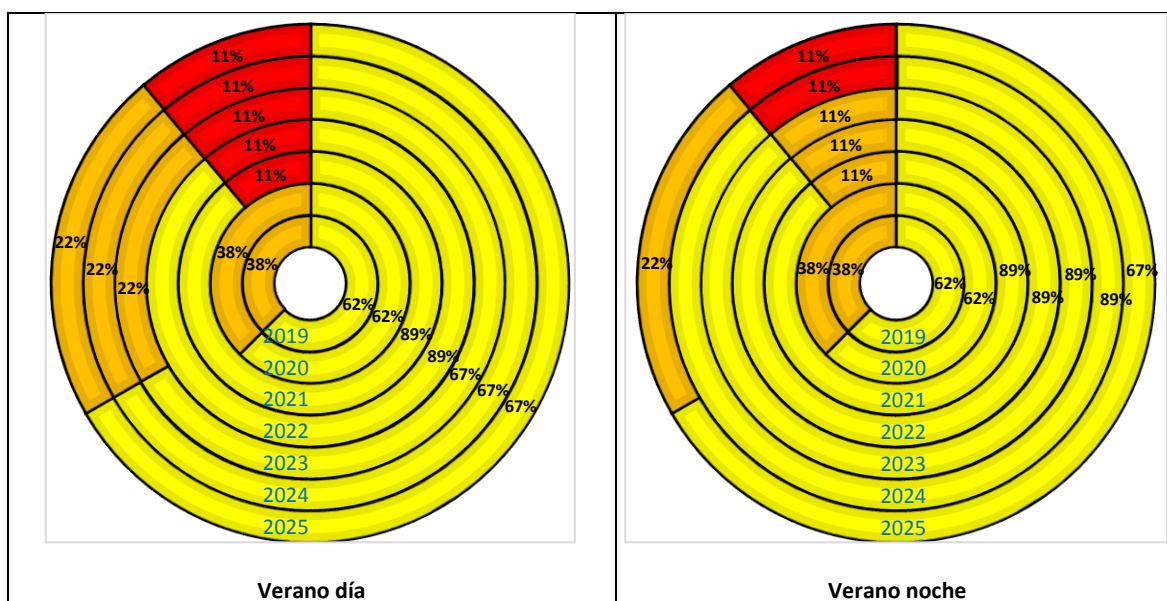
Tabla 5-50: Instalaciones congestionadas en el corto plazo que cuentan con una solución

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
Zona centro oriente (SS/EE: Vitacura-Apoquindo-La Reina – San Cristóbal)	Nueva S/E Mapocho 3x50 MVA – LTx 110 kV -250 MVA Tap Vitacura – Nueva S/E Mapocho
BATUCO 110/23.5KV 37.5MVA T1	Aumento de capacidad S/E Batuco. Nueva Unidad 110/23 kV – 50 MVA.
LO BOZA 110/12.5KV 25MVA T1	Aumento de capacidad S/E Lo Boza. Reemplazo Unidad 110/12 kV – 25 MVA por unidad de 110/12 kV – 50 MVA.
COSTANERA 110/12.5KV 25MVA	Aumento de capacidad S/E Costanera. Nueva Unidad 110/12 kV – 50 MVA.
MAIPU 110/12.5KV 22.4MVA 2	Aumento de capacidad S/E Maipú. Reemplazo Unidad 110/12,5 kV – 22,4 MVA por unidad de 110/12,5 kV – 50 MVA.
PAJARITOS 110/12.5KV 50MVA T1 y T2	Aumento de capacidad S/E Pajaritos. Nueva Unidad 110/12,5 kV–50 MVA
LO AGUIRRE 110/12.5KV 10.5MVA T1	Aumento de capacidad S/E Lo Aguirre. Nueva Unidad 110/23 kV–50 MVA
SANTA RAQUEL 110/12.5KV 25MVA T2	Aumento de capacidad S/E Santa Raquel. Nueva Unidad 110/12,5 kV – 50 MVA.
Zona Norte (Lampa – Colina)	Transformador 220/23 kV -50 MVA en S/E Seccionadora Lampa

5.4.5 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/AT

Se diagnosticaron el 100% de los transformadores AT/AT de la zona Metropolitana, de los cuales se identificó, de acuerdo con las proyecciones, que para el periodo 2019 existirán 3 transformadores con un nivel de carga superior al 85 %, correspondientes a las dos unidades 220/110 kV 400 MVA de S/E Cerro Navia y a la unidad de 220/110 kV 400 MVA de S/E Los Almendros. Esta situación evoluciona para las unidades de S/E Cerro Navia, ya que a partir del 2021 debe estar en operación la tercera unidad 220/110 kV 400 MVA. Para S/E Los Almendros no se registran obras de infraestructura que mejoren su situación. En la siguiente gráfica 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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%



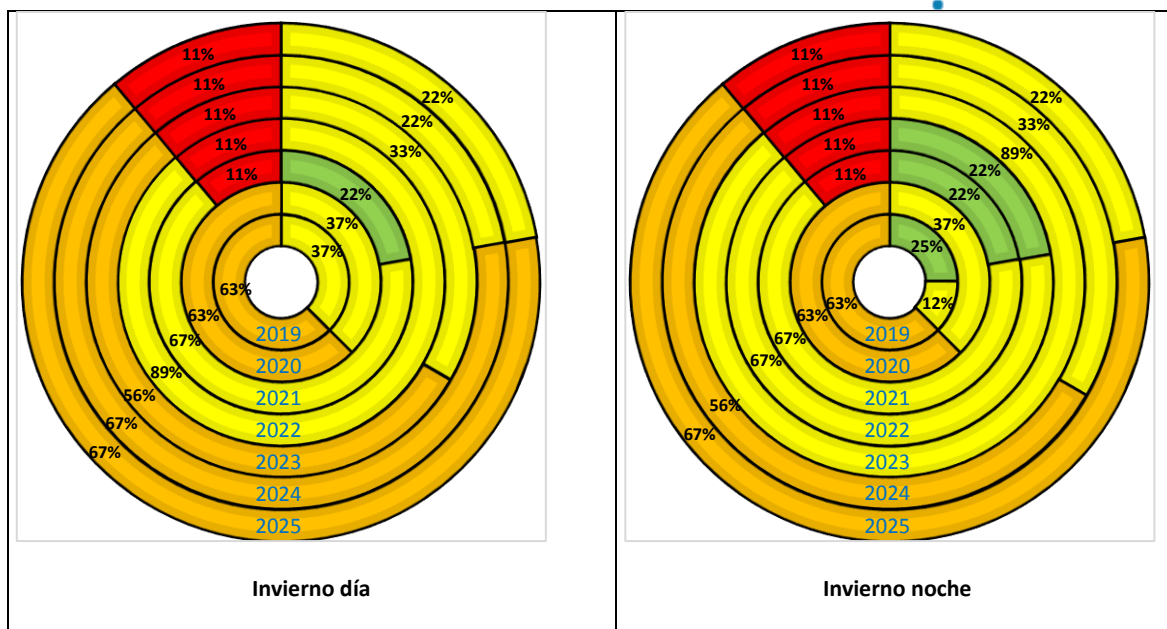


Figura 5.61 Evolución del Estado de Cargabilidad de los Transformadores AT/AT

Del diagnóstico se observa que para los escenarios verano día y noche, sumado a invierno día, a partir del año 2021, la unidad 220/110 kV de S/E Los Almendros presenta una sobrecarga promedio para los tres escenarios del 8.5%. Esta situación es de cuidado para la condición de invierno, ya que la sobrecarga de esta unidad puede alcanzar el 20%. Lo anterior debido a que, en condición de hidrología húmeda correspondiente al invierno, trae consigo más flujos desde el sur para abastecer la demanda del anillo 110 kV de Santiago, los cuales sumados a la entrada en operación de la Central “El Alfalfal 2” con punto de inyección en S/E Los Almendros, ocasionan la saturación de este transformador. Para la S/E 220/110 kV Cerro Navia su condición de criticidad respecto a la cargabilidad de sus dos unidades se resuelve con la entrada en operación del tercer transformador 220/10 kV – 400 MVA junto las modificaciones de la barra 110 kV de esta S/E. En condición 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, un resumen de lo comentado anteriormente donde no se considera al nuevo transformador 220/110 kV S/E Cerro Navia más las adecuaciones en barra 110 kV, de acuerdo con lo promulgado en decreto 418/2018:

Tabla 5-51: Transformadores con cargas por sobre el 85% durante el periodo 2019-2025

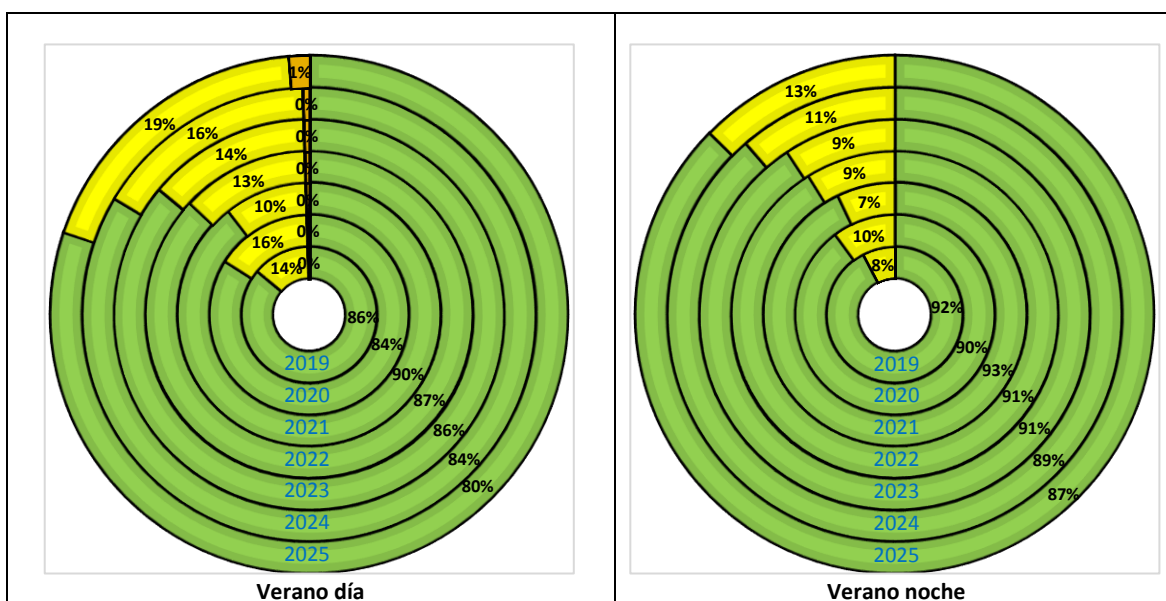
Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Buin 220/110 kV – 400 MVA T1	No	No	No	No
Cerro Navia 220/110 kV – 400 MVA T1	SI	No	SI	SI
Cerro Navia 220/110 kV – 400 MVA T2	SI	No	SI	SI
El Salto 220/110 kV – 400 MVA T1	No	No	No	No
El Salto 220/110 kV – 400 MVA T2	No	No	No	No
Chena 220/110 kV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

Chena 220/110 kV – 400 MVA T2	No	No	SI	No
Los Almendros 220/110 kV – 400 MVA	SI	SI	SI	SI

5.4.6 DIAGNÓSTICO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se diagnosticó un total de 237 secciones de tramos de líneas de transmisión zonal, siendo estas evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la siguiente gráfica 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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%



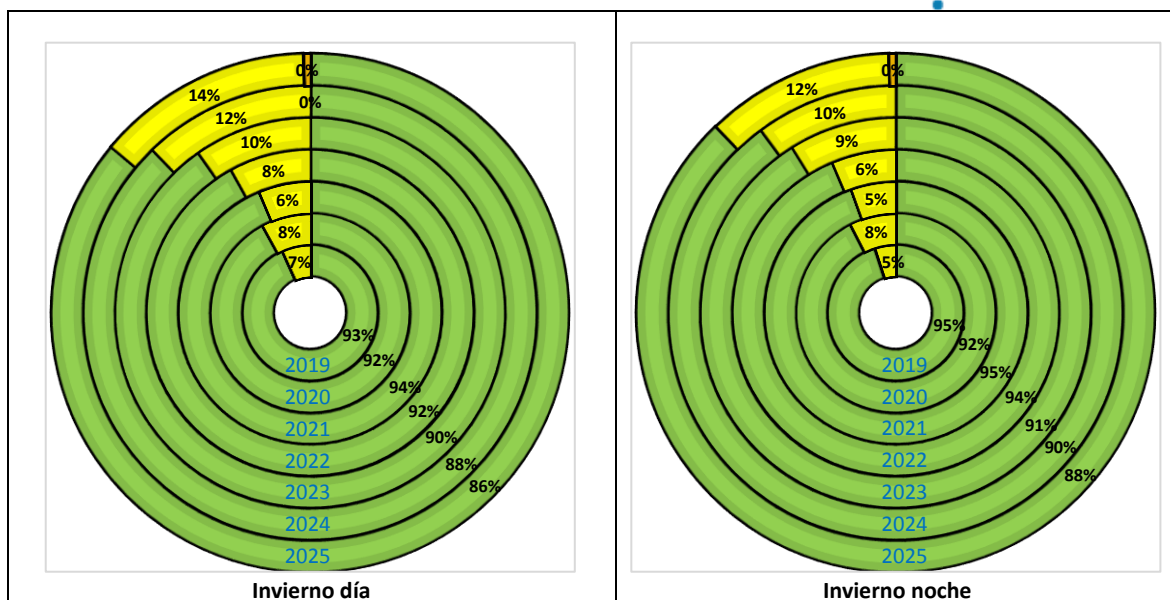


Figura 5.62 Evolución del Estado de Cargabilidad de las Líneas de Transmisión Zonal.

Para el caso de las líneas de transmisión de la zona metropolitana sólo se encuentran tres condiciones de criticidad media, es decir no existe en el horizonte de análisis presencia de sobrecarga en la línea, pero si una pérdida de la condición N-1. Lo anterior ocurre para los casos de simulación verano día y verano noche debido a la disminución de la capacidad de transmisión de estos tramos por la temperatura.

A continuación, se presentan los tramos de líneas de transmisión que presentaron niveles de cargabilidad que generan la pérdida de la condición N-1.

Tabla 5-52 Líneas de transmisión con criticidad media periodo 2019-2025

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo	Sí	Sí	No	No
2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur	Sí	No	No	No
2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor	Sí	No	No	No

5.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

5.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 83.000 km². Considerando los resultados preliminares del Censo 2017, la población total aproximada de la zona (regiones del Libertador General Bernardo O'Higgins, del Maule, del Ñuble y del Biobío), es de aproximadamente 3.960.000 habitantes, lo que corresponde al 22,8% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 420 km, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

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

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

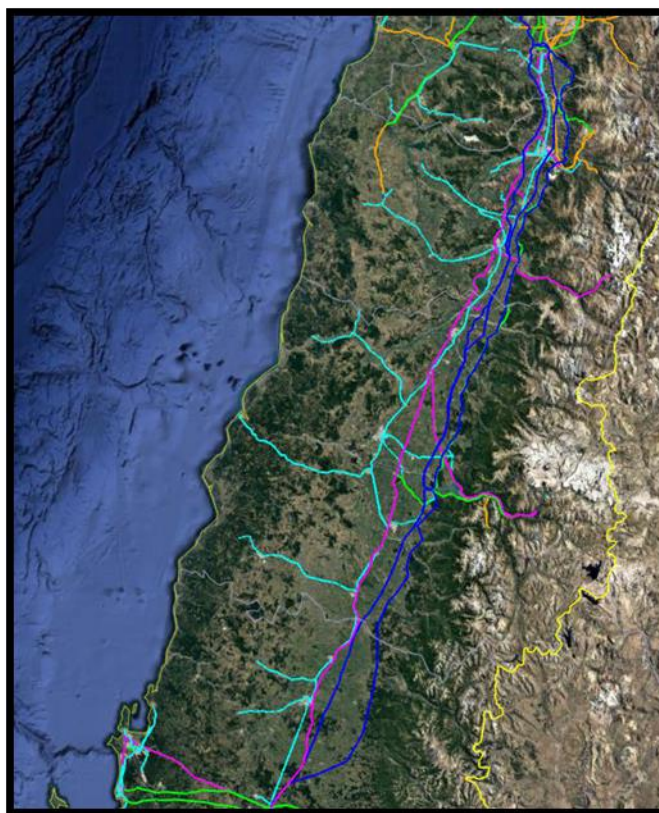


Figura 5.63 Sistema 154 KV Comprendido entre subestaciones Alto Jahuel y Charrúa.

En la zona bajo estudio, la población se ubica principalmente en la depresión intermedia, bastante dispersa y con una baja densidad. De la misma forma, las instalaciones de transmisión se ubican también principalmente en la depresión intermedia, con líneas radiales expresas para suministrar a los consumidores finales hacia la costa o la precordillera.

Las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional enmarcadas en esta zona, tanto existentes como aquellas que prontamente se materializarán, se presentan en la Figura 5.64, mientras que una individualización de estas se encuentra en la Tabla 5-53. A modo general, se puede indicar que la zona posee líneas energizadas en 220 y 500 kV, siendo estas últimas las más relevantes en cuanto a las distancias que barren (del orden de 1400 km).

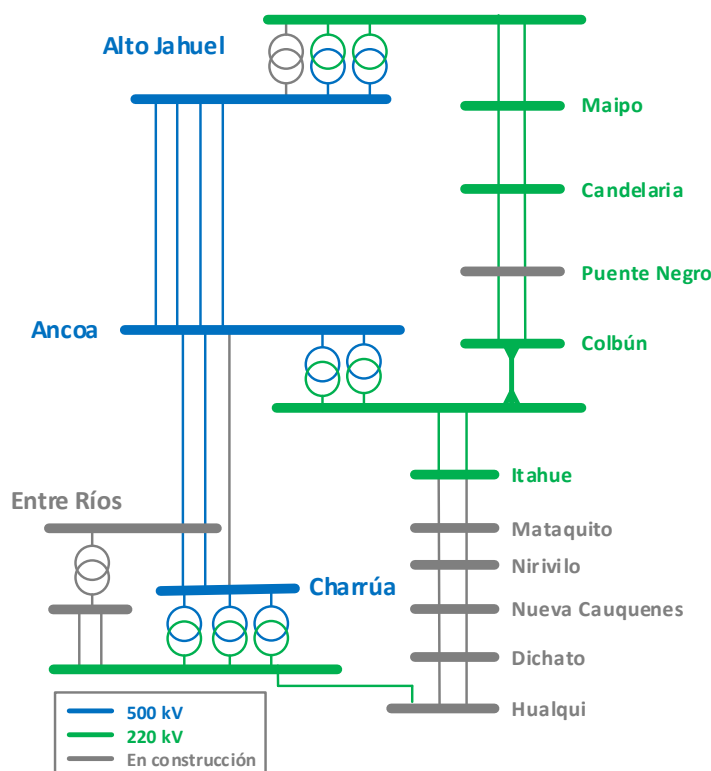


Figura 5.64 Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio.

Tabla 5-53 Sistema de Transmisión Nacional 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	2	1.803	Existente
L. Colbún – Ancoa	220	1	600	Existente
L. Colbún - Candelaria	220	2	680	Existente
L. Maipo – Candelaria	220	2	680	Existente

L. Alto Jahuel - Maipo	220	2	680	Existente
L. Ancoa - Itahue	220	2	470	Existente
L. Charrúa – Ancoa L1	500	1	1.368	Existente
L. Charrúa – Ancoa L2	500	1	1.368	Existente
L. Charrúa – Ancoa L3	500	1 de 2	1.700	Existente
L. Charrúa – Entre Ríos	220	2	1.000	Existente
L. Charrúa - Lagunillas	220	1 de 2	367	Existente
Nueva S/E Puente Negro	220	-	-	Nov-18
Nueva S/E Santa Isabel	220	2	-	Existente
Transformadores T5, T6 y T8 S/E Charrúa	500/220	3	750	Existente
Transformador S/E Entre Ríos	500/220	1	750	Existente
Nueva S/E Entre Ríos	500/220	-	-	Existente
Nueva L. Hualqui – Dichato – Cauquenes – Nirivilo – Mataquito – Itahue 2x220 kV	220	2	485	May-23

En conjunto con lo anterior, el sistema de 154 kV está compuesto por 38 tramos de líneas de transmisión interconectados, cuya extensión alcanza cerca de los 1.503 km. Por otro lado, el sistema de 66 kV está conformado por 252 tramos con una extensión de aproximadamente 5.000 km.

La demanda se caracteriza por tener clientes residenciales en las ciudades del sistema analizado, así como también se forma por la participación de clientes agrícolas, donde la característica de éstos hace que las demandas máximas en la zona de análisis se den entre las 11:00 y las 16:00 horas.

Para suministrar la demanda, el sistema zonal cuenta con cinco puntos de inyección desde el sistema nacional, estos corresponden a las subestaciones Alto Jahuel, Alto Melipilla, S/E Puente Negro, Itahue y Charrúa, que llevan la energía desde el sistema de transmisión nacional al interior del sistema zonal. Las subestaciones principales del sistema son: Paine 154/66 kV, Rancagua 154/66 kV, Punta de Cortés 154/66 kV, Malloa 154/66 kV, San Fernando 154/66 kV, Teno 154/66 kV, Maule 154/66 kV y Alto Melipilla en 220/110 kV. Rapel es, por su parte, la central generadora que alimenta un mayor número de consumos de la zona de 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.

Existen algunas otras centrales generadoras conectadas en el sistema, de menor tamaño que también contribuyen con la inyección local: Licantén, San Ignacio, Constitución, Nueva Aldea, Lircay, Providencia, Mariposas, Viñales, Central Pacífico, entre otras. Adicionalmente, existen centrales hidroeléctricas de la cuenca alta del río Tinguiririca que también impactan en la utilización del sistema de 154 kV, tales como La Higuera, La Confluencia, El Paso y San Andrés, las cuales pasarán a inyectar directamente al Sistema Nacional a través de la subestación Puente Negro a partir del invierno de 2020, de acuerdo con lo informado por Tinguiririca Energía mediante carta HLH-2018-1000 el 26/06/2018.

Para modelar la demanda de Largo Plazo se utilizaron los resultados provenientes de la previsión de consumos que desarrolló el Coordinador para los análisis del Sistema de Transmisión Nacional y la demás información de que dispone para efectos de desagregarla temporal y espacialmente.

Dadas las características de la transmisión zonal, se requieren demandas con alto grado de desagregación y lo proveniente de la previsión, es complementado con un análisis adicional, a partir de la información del sistema SCADA y mediciones provistas al Coordinador, lo informado por los coordinados con motivo del cumplimiento de la calidad de producto, los datos del proceso de facturación, etc.; así como las proyecciones entregadas por empresas y por estudios encargados por el propio Coordinador.

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

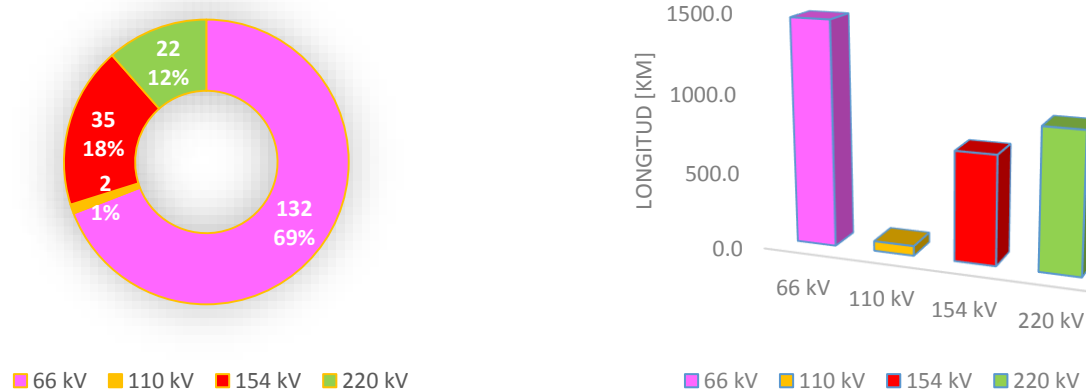


Figura 5.65 Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea.

Se aprecia la predominancia de las líneas de 66 kV empleadas para abastecer las subestaciones primarias de distribución en la zona.

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 110/66 kV y 154/66 kV.

En las siguientes gráficas se presenta la cantidad de transformadores según nivel de tensión y capacidad, cabe indicar que en la primera ilustración se presenta por separado la cantidad de transformadores que ingresarán 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.

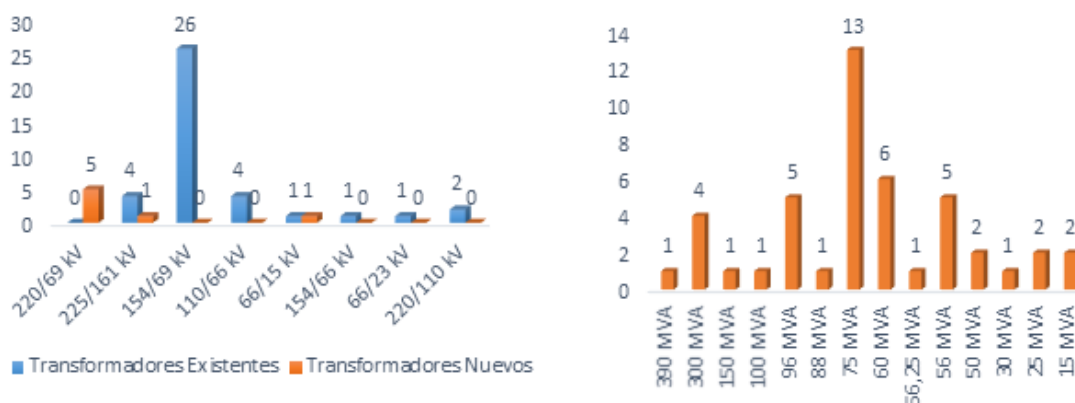


Figura 5.66 Cantidad de transformadores según niveles de transformación y capacidad

De la presente ilustración se observa que la gran mayoría de los transformadores nuevos tienen una razón de transformación 220/69 kV, lo que refleja el importante aumento de puntos de apoyo que trae consigo la nueva línea costera definida en el Decreto N°418 que reforzará desde la zona de Parral al Sur viniendo por la costa.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 134 transformadores AT/MT de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 1 MVA hasta 40 MVA. En la siguiente ilustración se muestra la cantidad de transformadores según la capacidad de éstos.

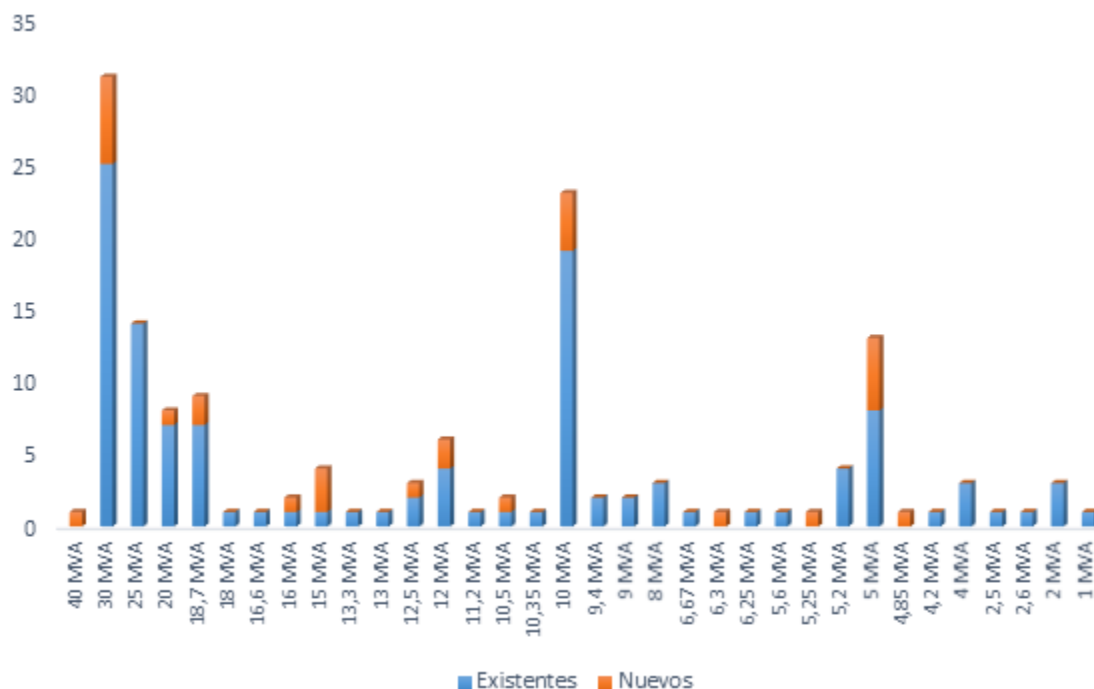


Figura 5.67 Cantidad de transformadores según capacidad

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

5.5.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

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

Tabla 5-54 Cuadro de temperaturas por zona

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 Supremo 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 sistema de estudio para los próximos 5 años.

En las siguientes tablas se presentan las obras de ejecución obligatoria tanto de expansión y en construcción, ubicadas en la zona de análisis. En ellas se indica el nombre del proyecto y el escenario de estudio en el cual fue incorporado de acuerdo con su fecha de puesta en servicio. Por su parte las obras indicadas que ingresan en el escenario base corresponden a aquellas que entraron en operación antes del verano del año 2018.

Tabla 5-55 Listado de Obras de Ejecución Obligatoria de Expansión Zonal (DE N° 418)

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 5-56 Obras de Ejecución Obligatoria, En Construcción al 31 de octubre de 2018 (DE N° 418)

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 5-57 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 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 5-58 Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (RE N° 622)

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

Adicionalmente, en el modelo se consideran las obras impulsadas a través del Artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos que generan efecto en la zona de estudio. Éstos corresponden al “Proyecto de Aumento de Capacidad BBCC Zona Maule”, “Refuerzo Línea de Transmisión 1x66 kV Parral – Paso Hondo” y al “Nuevo Transformador 220/154 kV y adecuaciones S/E Tinguiririca”, presentados por CGE y Transelec, respectivamente.

En la siguiente tabla se muestra el escenario de estudio en el cual fue incorporado la obra y se indica la resolución con la cual fue establecido este proyecto.

Tabla 5-59 Obras establecidas a través del artículo 102°

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 obtuvieron las demandas máximas coincidentes para 10 subzonas, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de potencia en la zona, con las cuales se desarrolló el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-60 Fechas de demanda máxima coincidente

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Buin	28-12-2017 14:00	27-12-2017 22:00	05-07-2017 15:00	05-07-2017 20:00
Rancagua	24-02-2017 15:00	24-02-2017 21:00	07-06-2017 16:00	07-06-2017 19:00
Chillán	26-01-2017 14:00	23-02-2017 21:00	31-05-2017 11:00	30-05-2017 19:00
Fátima	09-03-2017 15:00	14-01-2017 23:00	06-04-2017 15:00	05-04-2017 23:00
Itahue	11-12-2017 15:00	24-02-2017 21:00	04-04-2017 11:00	29-08-2017 21:00
Las Arañas	10-10-2017 11:00	04-12-2017 21:00	04-04-2017 12:00	05-08-2017 22:00
Linares	23-02-2017 16:00	23-02-2017 21:00	07-06-2017 12:00	29-05-2017 19:00
Malloa	22-02-2017 15:00	20-02-2017 21:00	04-04-2017 11:00	05-04-2017 23:00
Melipilla	26-01-2017 15:00	20-01-2017 19:00	11-04-2017 14:00	07-06-2017 19:00
Maule	23-02-2017 15:00	22-02-2017 19:00	26-07-2017 11:00	03-08-2017 19:00
Monterrico	16-01-2017 16:00	21-03-2017 21:00	20-06-2017 17:00	06-06-2017 19:00
Paine	25-01-2017 15:00	28-12-2017 21:00	11-05-2017 16:00	17-05-2017 19:00
Parral	20-01-2017 15:00	22-02-2017 21:00	04-08-2017 11:00	15-07-2017 19:00
Quelentaro	29-12-2017 16:00	22-12-2017 21:00	03-04-2017 14:00	15-08-2017 21:00
San Fernando	22-02-2017 15:00	22-02-2017 21:00	13-04-2017 11:00	13-06-2017 20:00
Talca	25-01-2017 16:00	22-02-2017 21:00	20-06-2017 12:00	20-06-2017 19:00
Teno	24-02-2017 11:00	24-02-2017 23:00	03-04-2017 15:00	01-04-2017 23:00
Yerbas Buenas	14-02-2017 13:00	22-02-2017 19:00	06-04-2017 11:00	17-04-2017 20:00

5.5.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, se presentan los resultados de 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 dos escenarios de oferta considerados, se encuentran disponibles en el Anexo 1 – Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional.

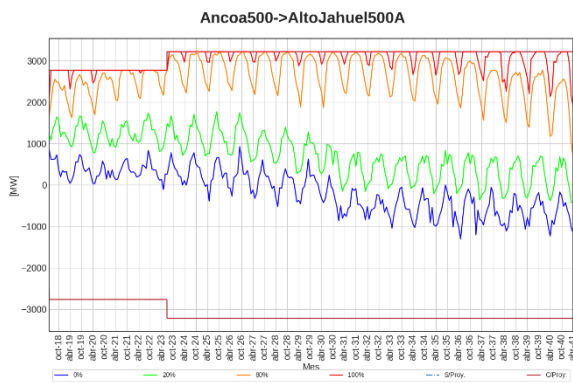


Figura 5.68: Utilización esperada tramo Ancoa – Alto Jahuel 500 kV.

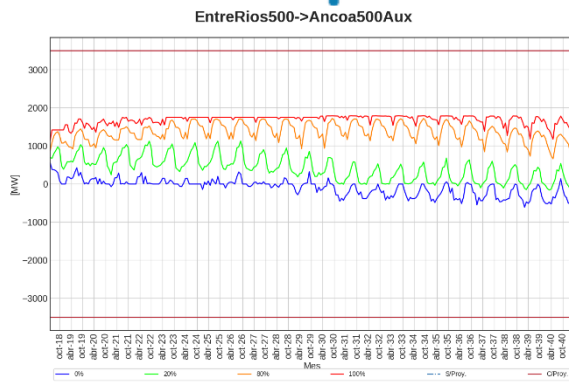


Figura 5.69: Utilización esperada tramo Charrúa + Entre Ríos – Ancoa 500 kV.

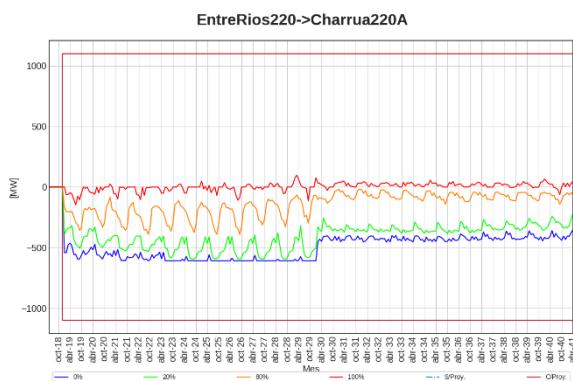


Figura 5.70: Utilización esperada tramo Entre Ríos – Charrúa 220 kV.

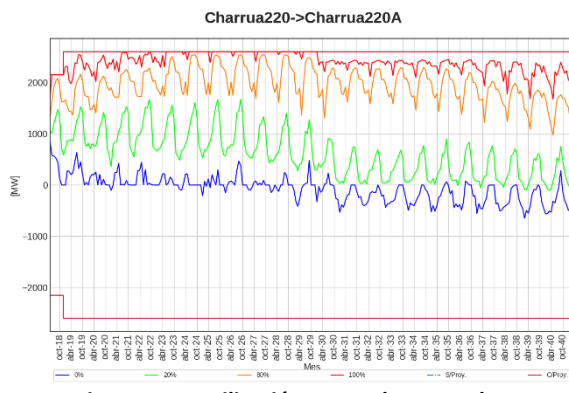


Figura 5.71: Utilización esperada tramo de transformación Charrúa 500/220 kV + Enlace Entre Ríos 220 kV.

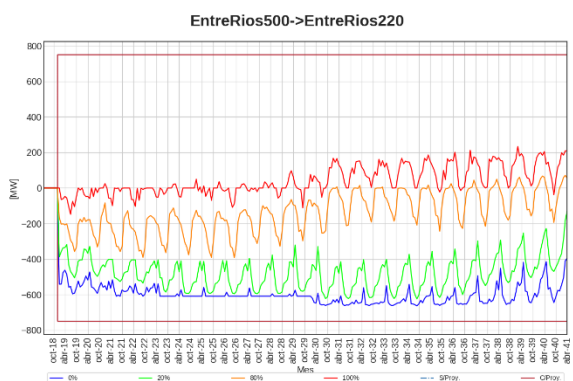


Figura 5.72: Utilización esperada tramo Entre Ríos 500/220 kV.

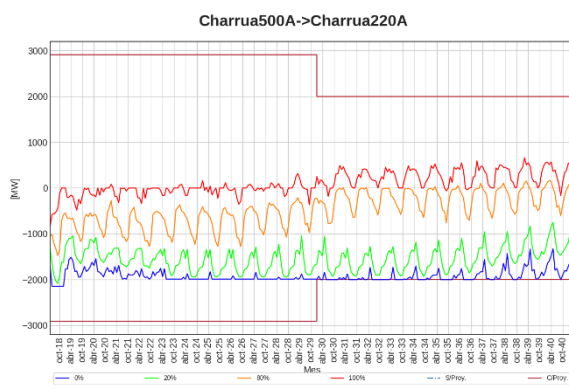


Figura 5.73: Utilización esperada tramo de transformación Charrúa 500/220 kV

5.5.3.1 Comentarios

- Los resultados muestran congestiones importantes (alrededor del 20% de excedencia) durante prácticamente todo el horizonte de análisis para el tramo Ancoa – Alto Jahuel 500 kV, cuya restricción de transmisión se liberó hasta los 3200 MW a partir de julio de 2023, para efectos de diagnosticar el uso esperado por este importante corredor. Como consecuencia de esta congestión diagnosticada, en el capítulo siguiente se presentará una obra de expansión que permite ampliar la capacidad de transporte por este tramo.
- Otro tramo que presenta algún grado de congestión durante el periodo de análisis corresponde a la transformación 500/220 kV ubicada en las SS/EE Charrúa y Entre Ríos. Sin embargo, la evolución de la congestión en el tiempo, y su baja frecuencia y profundidad hacen poco probable la conveniencia económica de una obra de expansión, de modo que su análisis se postergará para una actualización de esta propuesta de expansión.

5.5.4 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT

Se diagnosticó el 100% de los transformadores indicados de los cuales se identificó, de acuerdo con las proyecciones, que para el periodo 2019 existirán 9 transformadores sobrecargados y 26 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 siguiente gráfica 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% | • Naranja: entre 85% y 100% |
| • Amarillo: entre 50% y 85% | • Rojo: mayora a 100% |

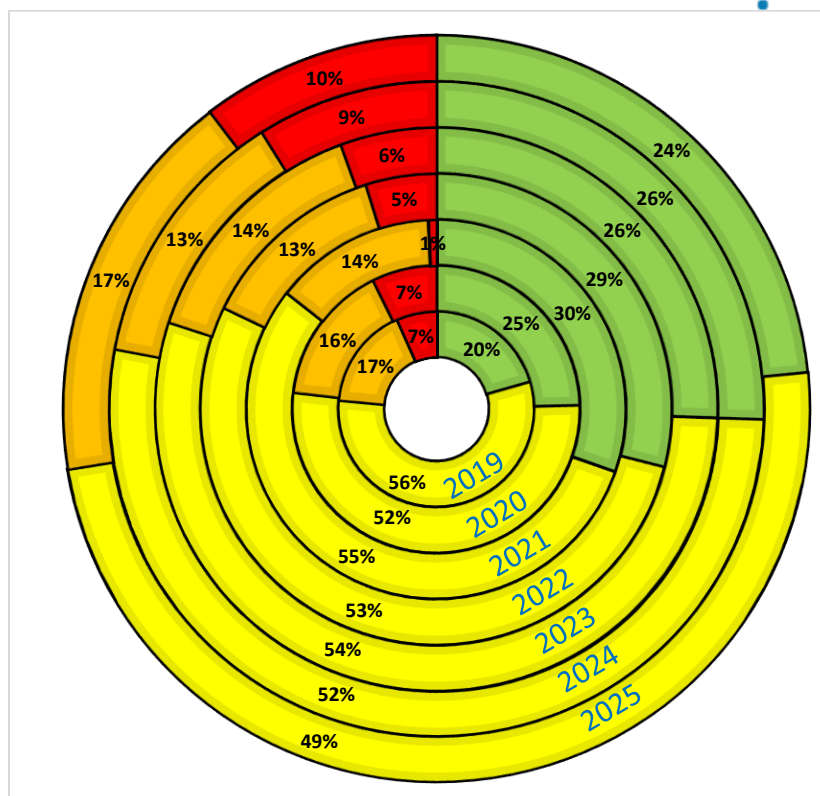


Figura 5.74 Evolución del estado de los transformadores AT/MT

De la presente gráfica se aprecia que al año 2019 el 7% de los transformadores presentarían episodios en los cuales se cargarían por sobre el 100% de su capacidad, mientras que un 75% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos no supera el 85% de su capacidad.

Para el año 2021, la situación tiene una mejora significativa, reduciéndose a un 1% los transformadores sobrecargados debido al ingreso de 9 transformadores en 2020 y 14 transformadores en 2021, con el aumento en el parque de transformadores y una redistribución de cargas eficiente, permite la reducción antes mencionada.

Para el 2022 el número de transformadores sobrecargados aumenta, sin embargo, de llevarse a cabo los proyectos propuestos por la CNE en la Resolución Exenta N° 14 (licitados y adjudicados dentro de los plazos regulares), el porcentaje de transformadores sobrecargados se mantendría en un 1%.

Esta situación desmejora con el paso de los años conforme al aumento de demanda proyectada, esperándose que para el año 2023, año para el cual una obra presentada en el plan de expansión 2019 podría llegar a solucionar esta problemática, se espera que un 6% del total de los transformadores presentase una cargabilidad por sobre el 100%. No obstante, cabe indicar que para algunas unidades de transformación, que experimentarían sobrecargas, 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 éstos 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.

A continuación, se presenta el listado de transformadores que se sobrecargarían durante el periodo 2019-2025.

Tabla 5-61 Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025

Transformador
HUALAÑÉ 66/MT 5 MVA T1
PANGUILEMO 66/MT 9 MVA T1
PARRAL 66/MT 30 MVA T3
RANGUILÍ 66/MT 5,2 MVA T1
VILLA PRAT 66/MT 5 MVA T1

Tabla 5-62 Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025 mitigables

Transformador
CHOCALÁN 66/MT 10 MVA T1
LIHUEIMO 66/MT 12,5 MVA T1
LORETO 66/MT 10,5 MVA T1
MANDINGA 66/MT 8 MVA T1
MARCHIGÜE 66/MT 10 MVA T2
MOLINA 66/MT 20 MVA T2
SAN CLEMENTE 66/MT 10 MVA T1
SAN MIGUEL 66/MT 16,6 MVA T1
SANTA ELVIRA 66/MT 25 MVA T1
SANTA ELVIRA 66/MT 25 MVA T2

Para los casos de las SS/EE Chocalán, Lihueimo, Loreto, Mandinga, Molina, San Clemente, estos tienen proyectos de transformación propuestos en la Resolución Exenta 14 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2018, por lo que, de llevarse a cabo estos proyectos, la necesidad queda cubierta en el horizonte de evaluación.

Para el caso de la Subestación Marchigüe, se observa que ambos transformadores presentan altos niveles de carga de acuerdo a las proyecciones de aumento de demanda de la zona, sin embargo, en las subestaciones Alcones y La Esperanza, que se encuentran a menos de 10 kilómetros, hay obras decretadas por nuevos transformadores de 15 MVA cada una, por lo que una vez puesto en servicio estos proyectos, pueden dar apoyo a subestación Marchigüe postergando la necesidad de nuevos equipos de transformación en la propia subestación.

Para el caso de la Subestación San Miguel, se observa una sobrecarga importante, pero es aledaña a las subestaciones Talca, Piduco y Maule. Talca durante este año tuvo el ingreso de un nuevo transformador de poder de 30 MVA que puede aliviar parte de la carga del transformador de San Miguel, así como también la carga de los transformadores de la propia subestación. Piduco y Maule por su parte, tienen proyectos de reemplazo de transformadores, de 18,7 MVA a 30 MVA y de 4,85 MVA a 10,35 MVA respectivamente.

Semejante también es el caso de los dos transformadores de la subestación Santa Elvira, aledaña a subestación Chillán, en la que, por decreto, se puso en servicio durante este año un nuevo transformador de 30 MVA que permitiría aliviar la carga de los transformadores de dichas subestaciones.

Dado lo anterior, es recomendable realizar seguimiento con especial atención a la evolución de la carga de todos los transformadores de las subestaciones antes mencionadas en los siguientes procesos.

En resumen, un total de 5 transformadores AT/MT se encontrarían en estado crítico durante el periodo 2019-2025 por lo que resulta sustancial realizar una obra de expansión para no presentar las problemáticas visualizadas. Además, otros 4 transformadores se encontrarían en estado crítico, pero se estima que es posible tomar medidas operativas para que no ocurra dicha situación. También, hay 6 transformadores que se verían aliviados de llevarse a cabo los proyectos propuestos por la CNE en el Informe Técnico Final 2018.

En las siguientes tablas se muestra el listado de transformadores que presentarían una cargabilidad superior al 85% durante el periodo 2019-2023.

Tabla 5-63 Transformadores AT/MT entre 85%-100% periodo 2019-2025

Transformador
CHUMAQUITO 66/MT 18,7 MVA T1
HOSPITAL 66/MT 18,7 MVA T2
PELEQUEN 66/MT 4 MVA T1
QUIRIHUE 66/MT 10 MVA T1
RETIRO 66/MT 2,5 MVA T2

De las presentes tablas se aprecia que un total de 15 transformadores AT/MT presentarían una cargabilidad por sobre el 85% durante el quinquenio 2019-2022.

Tabla 5-64 Transformadores AT/MT entre 85%-100% periodo 2019-2025 mitigables con obras en proceso

Transformador
BUIN 66/MT 30 MVA T2

CHIMBARONGO 66/MT 9,4 MVA T2
EL MAITÉN 66/MT 10 MVA T1
FÁTIMA 66/MT 30 MVA T2
ISLA DE MAIPO 66/12 25 MVA T1
ITAHUE 66/MT 6,25 MVA T3
LAS CABRAS 66/MT 9 MVA T2
MOLINA 66/MT 30 MVA T1
NIRIVILO 66/MT 5 MVA T1
SAN FCO. DE MOSTAZAL 66/MT 15 MVA T1

Para los casos de las subestaciones Buin, Chimbarongo, Fátima, Isla de Maipo, Las Cabras, Nirivilo y San Francisco de Mostazal se observa un desequilibrio entre la carga de los transformadores por lo que hay un margen operativo que permitiría equilibrarlos.

Para el caso de la subestación Quirihue, el transformador 33/23 kV, de 10 MVA, presentaría una carga de un 99% al 2025, sin embargo, la subestación posee un transformador 33/23 kV, de 5 MVA como reserva conectada, de modo que de quedar en servicio de forma permanente, permitiría abastecer la demanda hasta el 2038 sin necesidad de un nuevo equipo de transformación, por ende, se recomienda considerar esta alternativa en caso de requerir un aumento en capacidad de transformación en posteriores planes de expansión.

Para el caso de la subestación El Retiro, ésta presentaría una carga de 87% al 2025, a pesar de que son transformadores de muy baja potencia, al no tener antecedentes que permitan observar un requerimiento adicional de demanda vegetativa proyectada, se recomienda postergar el análisis de cargabilidad de estos transformadores para posteriores planes de expansión.

Para el caso de la subestación El Maitén, ésta podría mantener niveles de carga aceptable de su transformador, al contar con el apoyo de los transformadores de subestación Bajo Melipilla, la que cuenta con dos transformadores de 25 y 30 MVA y que su carga actualmente no supera el 50% de sus capacidades, por lo que tienen margen suficiente como para presar el apoyo necesario.

Para los casos de las subestaciones Molina e Itahue, en la R.E. 14 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2018, se propone instalar un nuevo transformador en subestación Molina de 30 MVA que permitiría rebajar la carga de los actuales transformadores de dicha subestación, además de ser capaz de dar apoyo a la subestación Itahue, por lo que de llevarse a cabo este proyecto, la necesidad de transformación de ambas subestaciones debiera quedar cubierta en el horizonte de evaluación.

En conclusión, de la Tabla 5-63 y Tabla 5-64, se aprecia que un total de 15 transformadores AT/MT presentarían una cargabilidad por sobre el 85% durante el quinquenio 2019-2023, sin embargo, se estima que a través de trasposos de carga en distribución es posible equilibrar la cargabilidad de 10 transformadores.

Por último, en la siguiente tabla se presentan las instalaciones que se encuentran congestionadas y que dicha situación será resuelta a través de nuevos proyectos decretados en la misma instalación que se encuentra congestionada o bien en subestaciones aledañas, que permitirían mediante redistribución de cargas aliviar la problemática.

Tabla 5-65 Instalaciones congestionadas en el corto plazo que cuentan con una solución

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
ALAMEDA 66/MT 25 MVA T1	Ampliación en S/E Alameda
CAUQUENES 66/MT 12 MVA T3	Ampliación en S/E Cauquenes
CHACAHUÍN 66/MT 30 MVA T2	Ampliación en S/E Linares Norte
COLCHAGUA 66/15 10,5 MVA T1	Aumento de capacidad en S/E Colchagua
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
LA ESPERANZA 66/MT 12 MVA T1	Ampliación en S/E La Esperanza
LA PALMA 66/MT 10 MVA T1	Ampliación en S/E La Palma
LA PALMA 66/MT 6,3 MVA T2	Ampliación en S/E La Palma
LA RONDA 66/MT 13,3 MVA T1	Aumento de capacidad en S/E Colchagua
MARCHIGÜE 66/MT 10 MVA T1	Ampliación en S/E Alcones Ampliación en S/E La Esperanza
MARCHIGÜE 66/MT 10 MVA T2	Ampliación en S/E Alcones Ampliación en S/E La Esperanza
PANIAHUE 66/MT 20 MVA T1	Ampliación en S/E Paniahue
PORTEZUELO 66/MT 10,35 MVA T3	Ampliación en S/E La Esperanza
SAN FERNANDO 66/MT 18,7 MVA T1	Aumento de capacidad en S/E Colchagua
SAN GREGORIO 66/13.2KV 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
TUNICHE 66/MT 18,7 MVA T1	Ampliación en S/E Alameda Ampliación en S/E Graneros

5.5.5 DIAGNÓSTICO PARA TRANSFORMADORES AT/AT

Se diagnosticaron un total de 43 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la siguiente gráfica 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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

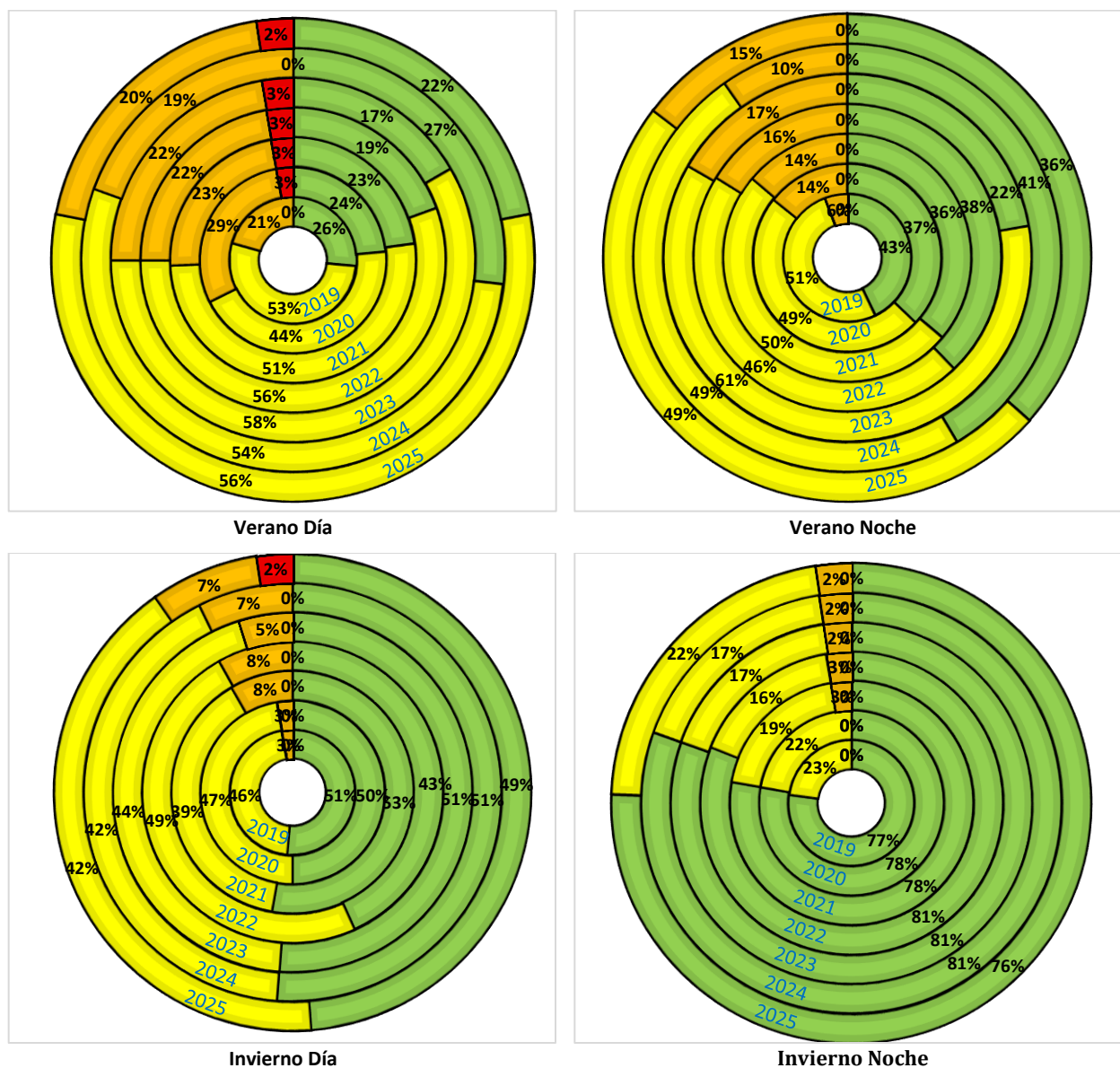


Figura 5.75 Gráficas con la Evolución del estado de los transformadores AT/AT.

Los escenarios en que arroja un transformador AT/AT con problemas de capacidad de transformación en el periodo 2019-2025 corresponde al de Verano Día e Invierno Día.

Tabla 5-66 Transformadores con sobrecarga durante el periodo 2019-2025

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Fátima 154/69/14.8	Si	No	Si	No

Entre el 2020 y el 2023 es el transformador de subestación Parral el que presenta problemas principalmente por el alto consumo de reactivos de la zona, situación que se repite para todo el área de análisis en donde los requerimientos de equipos de compensación son una necesidad actual y que se va haciendo más crítica con el correr de los años.

A partir del 2024 queda parcialmente resuelta con el ingreso de la Línea Costera, la que permite reducir la cargabilidad de los transformadores AT/AT desde Parral al Sur. Sin embargo, para los transformadores que se encuentran entre las subestaciones Punta de Cortés y Linares, presentan altos niveles de carga también influenciados por los altos niveles de reactivos que requiere la zona. Lo mismo ocurre con los transformadores de Quelentaro y Portezuelo, los que presentan altos niveles de carga pero que se verían beneficiados de manera importante con los proyectos definidos en la Resolución Exenta N° 14, tales como la nueva subestación seccionadora Loica, la nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo y la nueva subestación seccionadora Litueche, permitirán reducir los niveles de carga además de permitir la conexión de proyectos de generación del sector.

Hacia el final del periodo se sobrecarga el transformador de Subestación Fátima sin posibilidad de reconfiguración que permita disminuir el nivel de carga, por lo que el proyecto de Ampliación en S/E Fátima, definido en la Resolución Exenta N° 14, permitirá utilizar las instalaciones de manera más eficiente postergando la necesidad de inversión mayor.

Tabla 5-67 Transformadores con cargas por sobre el 85% durante el periodo 2019-2025

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Linares 154/69kV 75MVA 1	Si	Si	No	No
Maule 154/66kV 25MVA 2	Si	No	No	No
Maule 154/66kV 60MVA 1	Si	No	Si	No
Punta Cortes 154/69kV 56MVA 1	No	Si	No	No
Punta Cortes 154/69kV 60MVA 2	Si	No	No	No
Portezuelo T1 110/66kV 50MVA	Si	No	Si	No
Quelentaro 220/110kV 65MVA	Si	Si	No	No
Rancagua 154/69kV 45/56MVA T1	No	Si	Si	Si
San Fernando 154/69 kV 1	Si	Si	No	No
San Fernando 154/69/13.2 kV 3	Si	No	No	No

En particular, no se evidencian transformadores con problemas de capacidad de transformación en el futuro, si bien existen unidades que se cargarían por sobre el 85% de su capacidad, no obstante, estas problemáticas serán resueltas a través de obras ya decretadas o que se encuentran en vías de ser decretadas. Los Transformadores que presentan un nivel de carga alto y que requieren de un seguimiento especial, son los transformadores de S/E San Fernando los que de llevarse a cabo con los proyectos definidos en la Resolución Exenta N° 14, tales como la nueva subestación seccionadora Loica, la nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo y la nueva subestación seccionadora Litueche, permitirán reducir los niveles de carga debido a la nueva configuración en que se desea operar la red en el sector.

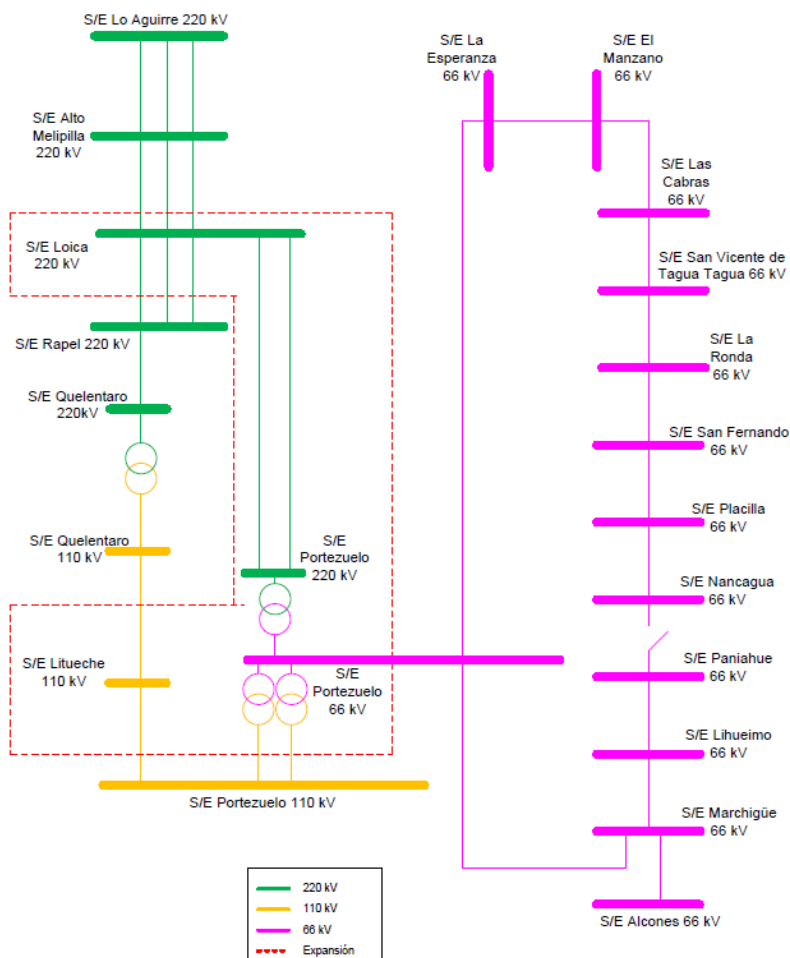


Figura 5.76 Gráficas con la Evolución del estado de los transformadores AT/AT

El otro Transformador que requiere de un seguimiento especial es el Transformador de S/E Linares que presenta altos niveles de carga, con niveles de tensión deprimidas, pero que debiese verse beneficiado en el corto plazo con la compensación reactiva propuesta en la zona y con el apoyo desde S/E Nueva Nirivilo que le permitiría aliviar su nivel de carga en el mediano plazo.

5.5.6 DIAGNÓSTICO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se diagnosticó un total de 212 líneas de transmisión zonal, considerando las líneas nuevas, siendo estas evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la siguiente gráfica se presenta la evolución de los estados de las líneas 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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayor a 100%

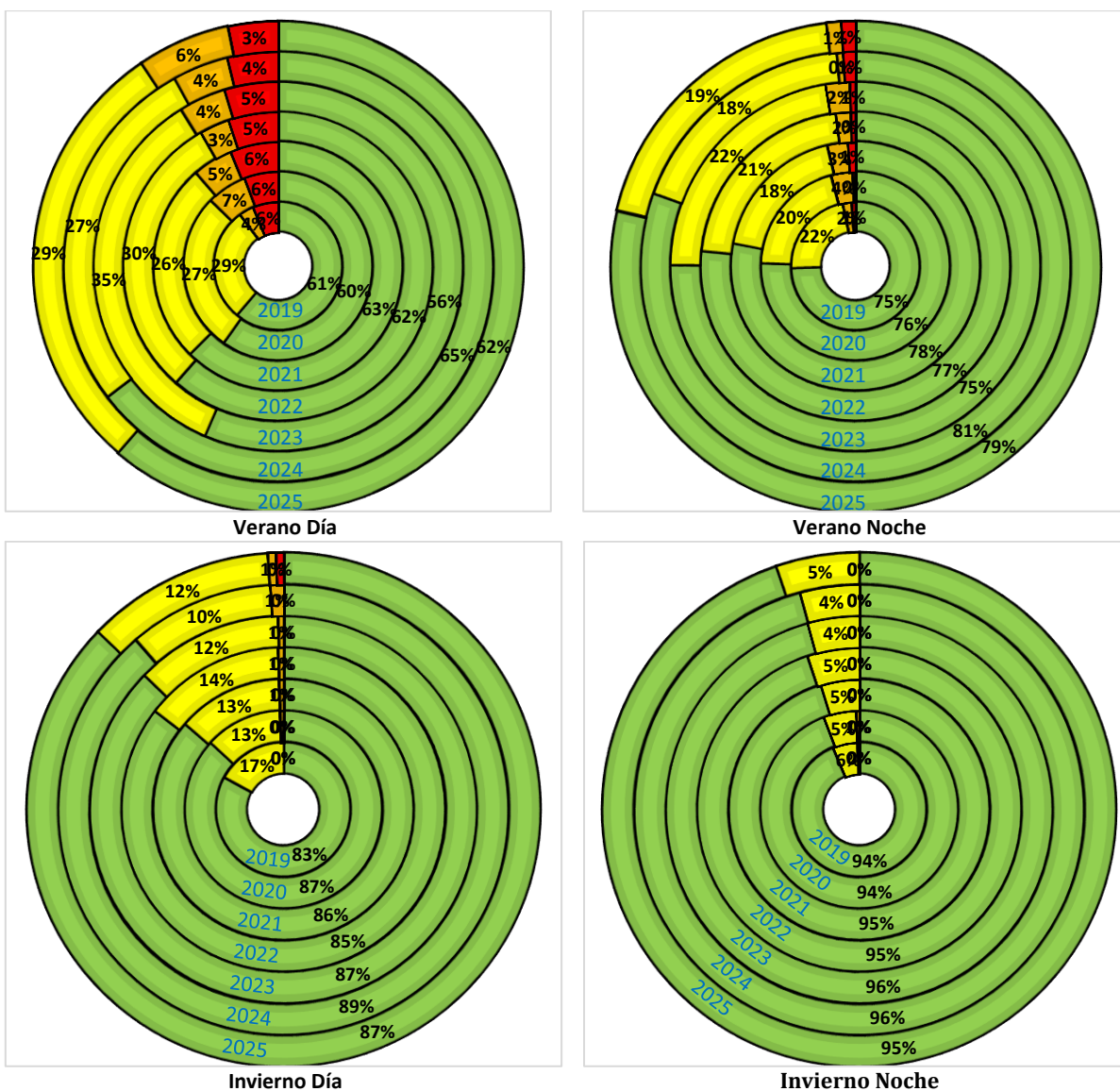


Figura 5.77 Gráficas con la Evolución del estado de las líneas de Transmisión Zonal

Consecuentemente con lo presentado para los Transformadores AT/AT para el caso de las Líneas de Transmisión, es en el escenario de Verano Día donde se observan más líneas sobrecargadas debido al alto consumo estival de la zona sumado a la influencia de la temperatura en la capacidad de transmisión de estas instalaciones. Los otros escenarios que presenta mayores niveles de cargabilidad corresponden al Verano Noche e Invierno Día, pero el escenario más estresante para el sistema es sin duda Verano Día.

En particular, se aprecia que varias de las líneas que actualmente presentan problemas de capacidad de transmisión cuentan con una obra de ampliación que solucionará los problemas en el corto plazo. Sin embargo, existen líneas de transmisión que presentaran niveles de cargabilidad crítico en el periodo bajo análisis.

En la siguiente tabla se presentan las líneas de transmisión que presentaron niveles de cargabilidad por sobre el 100% en alguno de los periodos bajo análisis.

Tabla 5-68 Líneas de transmisión sobrecargadas periodo 2019-2025

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
La Ronda - San Vicente 66 kV	Sí	Sí	No	No
Linares - Chacahuín 66 kV	Sí	No	No	No
Linares - Maule 154 kV	Sí	No	No	No
Lirios - Chumaquito 66 kV	Sí	No	No	No
Malloa – San Vicente 66 kV	Sí	No	No	No
Monterrico - Cocharcas 66 kV	Sí	Sí	No	No
Nancagua - Paniahue 66 kV	Sí	No	No	No
Paine - Hospital 66 kV	Sí	No	No	No
Quilmo - Chillán 66 kV	Sí	No	No	No
Rancagua - Tap El Teniente 66 kV	Sí	Sí	No	No
Santa Clara - Tres Esquinas 66 kV	Sí	No	No	No
Talca - Piduco 66 kV	Sí	No	Sí	No
Tap Linares Norte - Linares 66 kV	Sí	Sí	No	No
Tap Monterrico - Tap Chillan 154 kV	Sí	No	No	No
Tinguiririca – San Fernando	Sí	No	No	No

De las líneas mostradas en la tabla, varias de ellas presentan obras decretadas que alivian la condición de sobrecarga. A continuación, se informa el detalle:

Las líneas La Ronda – San Vicente 66 kV y Malloa – San Vicente 66 kV se verán beneficiadas con el ingreso de la nueva Línea Esperanza - El Manzano 66 kV definida en la Decreto Exento N°4.

Las líneas Linares – Chacahuín 66 kV y Monterrico – Cocharcas 66 kV, tienen proyectos decretados para reforzar dichas líneas.

Las líneas Lirios – Chumaquito 66 kV y Rancagua – Tap El Teniente se verán beneficiadas con los proyectos de Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, Segmento Tap Rengo Pelequén y Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Pelequén – Malloa.

La línea Nancagua – Paniahue 66 kV presenta problemas a partir del 2024, sin embargo, de llevarse a cabo los proyectos propuestos en la Resolución Exenta N° 14 (Ampliación en S/E Portezuelo, Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva línea 2x220 kV Loica – Portezuelo) las subestaciones Paniahue y

Lihueimo serían alimentadas desde S/E Marchigüe en 66 kV, con lo que la línea Nancagua – Paniahue 66 kV estaría normalmente abierta y por ende, no presentaría sobrecarga. A su vez, este cambio en la topología impulsará aumentos de capacidad de las líneas Portezuelo - Marchigüe 66 kV y de Lihueimo - Marchigüe 66 kV necesarios para suministrar la demanda y que serán analizados en mayor detalle más adelante en esta misma sección.

La línea Paine – Hospital 66 kV presenta altos niveles de carga durante todo el periodo de análisis, sin embargo, en solo un año presenta una sobrecarga leve que con medidas operativas puede ser controlada, por lo que la propuesta de una ampliación de capacidad de la línea queda pospuesto para futuros planes de expansión.

La línea Quilmo – Chillán 66 kV presenta un aumento progresivo de carga y que se intensificará aún más con el ingreso al sistema de la nueva subestación Quilmo II, que dependiendo del nivel de carga con que inicie su funcionamiento, gatillará rápidamente un aumento de capacidad de la línea, para lo cual sería conveniente considerar su refuerzo en este proceso. Similar situación se produce con Charrúa – Tap Quilmo, principalmente en los tramos Santa Clara - Tap Tres Esquinas 66 kV y Tap Tres Esquinas - Tres Esquinas 66 kV los que presentan sobrecarga a partir del 2022, sin embargo, puede que el requerimiento de aumento de capacidad para esta línea se adelante dependiendo de la carga con la que ingresen las nuevas subestaciones Los Tilos Bulnes y Larqui. Estos requerimientos fueron abordados por la comisión en la última Resolución Exenta N°14 en donde propone la obra “Aumento de capacidad Línea 1X66 KV Charrúa – Chillán” que involucra el refuerzo de todos los tramos mencionados anteriormente en este mismo párrafo.

La línea Talca – Piduco 66 kV presenta sobrecargas a partir del 2022 los factores preponderantes son, el aumento sostenido de la demanda, las altas temperaturas que afectan la zona, cuyo efecto es la disminución en la capacidad de transporte de la línea, sumado al alto nivel de reactivos que transporta la línea. Dado lo anterior, resulta conveniente realizar un refuerzo de la línea sumado a compensación reactiva en la subestación.

Para el caso de la línea Linares – Maule 154 kV se observa una sobrecarga importante, prácticamente durante todo el periodo de análisis, principalmente en el tramo Maule – Yervas Buenas. Su condición mejora con el ingreso de la Línea Costera, pero no lo suficiente como para eliminar la sobrecarga de la línea, entre otros factores, el transporte de reactivos es bastante significativo por lo que la instalación de compensación reactiva en la zona (Linares - Parral), aportaría de manera importante en una reducción de cargabilidad de la línea Linares – Maule 154 kV.

La línea Tap Monterrico - Tap Chillan 154 kV se verá beneficiada con la obra Cambio Circuitos 1x154 kV Charrúa - Tap Chillan y 1x154 kV Charrúa – Monterrico, definida en el Decreto N° 418. Esta obra permite que la línea opere dentro de los rangos aceptables para todo el periodo de análisis.

Para el caso de la línea Tinguiririca – San Fernando se encuentra la obra Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca – San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca definida en el Decreto N° 293. Con este proyecto la carga de la línea disminuye significativamente logrando mantenerse dentro de un rango de operación normal durante el resto del periodo.

Tabla 5-69 Líneas de transmisión sobrecargadas periodo 2019-2025

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Las Arañas - El Peumo 66kV	Sí	No	No	No
Malloa - Pelequén 66 kV	Sí	No	No	No
Parral - San Gregorio 66 kV	Sí	No	No	No
Portezuelo - Marchigüe 66 kV	Sí	No	No	No
Lihueimo - Marchigüe 66kV	Sí	No	No	No
Portezuelo - Tap Los Maitenes 66 kV	Sí	No	No	No
San Fernando - Placilla 66 kV	Sí	No	No	No
Talca - San Clemente 66 kV	Sí	No	No	No
San Javier - Constitución 66 kV	Sí	Sí	No	Sí
San Rafael - Itahue 66 kV	Sí	No	No	No
Tap Villa Prat - Itahue 66 kV	Sí	No	No	No
Teno - Rauquén 66 kV	Sí	No	No	No

La línea Las Arañas – El Peumo 66 kV presenta una proyección importante de cargabilidad superando el 90% al año 2025, de esta línea se abastecen las cargas de subestación Santa Rosa y Alhue de forma radial donde se observa que solo a partir del incremento vegetativo de la demanda resulta necesario y conveniente considerar un proyecto de refuerzo por suficiencia de esta línea.

La línea Malloa – Pelequén 66 kV presenta un alto nivel de carga durante todo el periodo de análisis, el cual se ve en parte aliviado por la obra definida en el Decreto N°293 de Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Pelequén – Malloa, sin embargo, requiere de un monitoreo posterior a esta obra debido a que, por la nueva configuración propuesta para esta parte del sistema, esta línea presentará igualmente niveles de carga media – alta de acuerdo con los resultados obtenidos.

La línea Parral - San Gregorio 66 kV presenta un alto nivel de carga hacia el final del periodo de análisis y que está directamente relacionado con un cambio de configuración para descargar la línea Monterrico – Cocharcas que consiste en que la carga de subestación San Carlos sea alimentada a través de la línea Parral - San Gregorio 66 kV, sin embargo, de llevarse a cabo el proyecto de Aumento de capacidad línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas propuesto por la Resolución Exenta N° 14 permitirá aliviar la carga de la línea Parral - San Gregorio 66 kV y que admite conservar la configuración actual de la red.

La línea Portezuelo - Marchigüe 66 kV de capacidad nominal de 58 MVA, presenta un nivel de carga media alta en los primeros años de análisis, pero que se vería sobrecargada de llevarse a cabo los proyectos “Nueva S/E Seccionadora Loica, Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo y Ampliación en S/E Portezuelo” propuestos en la Resolución Exenta N° 14 tomando en consideración que las subestaciones Alcones, Marchigüe, Lihueimo y Paniahue (en total serán más de 100 MVA de transformación) serán abastecidas a través de esta línea por lo que el refuerzo de esta línea queda condicionado al desarrollo de los proyectos recién mencionados. Similar condición se produce para

la línea Marchigüe – Lihueimo 66 kV, línea que actualmente tiene una carga media pero que, de llevarse a cabo los proyectos recién mencionados, esta línea deberá abastecer a las subestaciones Paniahue y Lihueimo (en total más de 60 MVA en transformación) y cuya capacidad nominal es de 45 MVA.

La línea Portezuelo - Tap Los Maitenes 66 kV presenta un nivel de carga media alta hacia fines del periodo de análisis debido principalmente por el enmallamiento que se produce al conectar a través de la Nueva Línea 1x66 kV La Esperanza – El Manzano definida según el Decreto Exento N° 4 estas subestaciones, generando una redistribución de carga cuyo efecto es un uso más eficiente y seguro del sistema. Por ahora no resulta necesario considerar el refuerzo de esta línea, sino más bien mantener un monitoreo de la línea y realizar nuevos análisis cuando los proyectos de la Resolución Exenta N° 14 se decreten o se rechacen.

La línea San Fernando – Placilla 66 kV tiene un aumento progresivo de la carga en el periodo de análisis y que al contrario de lo que se produce en las líneas Portezuelo - Marchigüe 66 kV y Marchigüe – Lihueimo 66 kV producto de los proyectos “Nueva S/E Seccionadora Loica, Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo y Ampliación en S/E Portezuelo” disminuiría sus niveles de carga debido a que las subestaciones Paniahue y Lihueimo serían abastecidas desde subestación Marchigüe y con ello se alivia la carga de la línea San Fernando – Placilla 66 kV, en caso de no llevarse a cabo los proyectos propuestos en la Resolución Exenta N° 14 resulta conveniente considerar el refuerzo de esta línea.

La línea Talca - San Clemente 66 kV de acuerdo a la información disponible en el Coordinador, presenta altos niveles de carga, sin embargo, de acuerdo a los datos tabulados para el conductor utilizado en esta línea (AAAC Flint) , este tipo de conductor presenta una ampacidad mayor a la informada por lo que resulta pertinente solicitar la verificación de la información a la empresa propietaria e indicar, en caso de que esto ocurra, las condiciones restrictivas particulares que limitan la capacidad del conductor en esta línea.

La línea San Javier - Constitución 66 kV presenta altos niveles de carga principalmente producto de la generación local presente en la zona, situación que se vería aliviada con los proyectos propuestos en la Resolución Exenta N° 14 Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, Tendido del Primer Circuito y Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, Tendido del Primer Circuito, proyectos que otorgan suficiencia y seguridad para la demanda y generación del sector, de no llevarse a cabo estos proyectos, resulta conveniente y necesario reforzar la línea San Javier - Constitución 66 kV.

Las líneas San Rafael – Itahue 66 kV y Tap Villa Prat – Itahue 66 kV presentan niveles de carga que se van incrementando de manera significativa durante el periodo de análisis, para el caso de la línea San Rafael – Itahue 66 kV se observa que los altos niveles de carga se deben principalmente a los aumentos de demanda de las subestaciones San Rafael, Panguilemo y el aporte que se realiza a través de esta línea a subestación Talca, la que al día de hoy presenta 100 MVA de transformación con altos niveles de carga y que recibe su aporte principal desde subestación Maule. Dado lo anterior, resulta recomendable repotenciar la línea San Rafael – Itahue 66 kV permitiendo abastecer de forma confiable y asegurando la suficiencia para la subestación San Rafael y subestación Los Maquis en caso de requerirlo, además de permitir a su vez mayores transferencias a subestación

Panguilemo, subestación Talca y a las que se abastecen desde esta última (San Clemente y Piduco). Sin embargo, hay medidas operativas que permiten reducir la carga de la línea y al no estar la suficiencia comprometida se propone postergar la recomendación de esta obra para el futuro.

El caso de la línea Tap Villa Prat – Itahue 66 kV es diferente debido a que sus niveles de carga se deben principalmente al alto flujo de reactivos que transitan por esta línea, dejando al descubierto los requerimientos de compensación reactiva en esta zona que resulta concordante con lo declarado por la empresa propietaria. Como solución a corto plazo, resulta beneficioso considerar compensación reactiva para las subestaciones Villa Prat, Hualañé y Parronal. Como solución a largo plazo, el proyecto que resulta conveniente de desarrollar es el de una nueva línea entre la nueva subestación Mataquito y subestación Hualañé, con ello se logra un apoyo que le brinda seguridad al sistema y que permite descargar la línea Tap Villa Prat – Itahue 66 kV con los aportes que proporcionaría la nueva línea.

La línea Teno - Rauquén 66 kV recientemente reforzada según Decreto N°418, presenta niveles de carga medio – alta pero que puede ser controlada mediante medidas operativas que permiten reducir la carga de esta línea en más de un 20% con lo que pasa a ser una línea con un nivel de carga aceptable admitiendo la postergación de una nueva obra de refuerzo.

5.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

5.6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 122.000 km². Considerando los resultados preliminares del 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, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

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



Figura 5.78 Mapa geográfico de la zona de estudio.

Las principales obras de Transmisión Nacional circunscritas en esta zona se presentan en la Figura 5.79, las que a su vez son individualizadas en la Tabla 5-70. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones de Transmisión Nacional que actualmente se encuentran en operación, como de aquellas que se encuentran en construcción o ya han sido definida mediante decretos del Ministerio de Energía.

A modo general, se puede indicar que estas instalaciones suman aproximadamente 1.516 km de extensión, las que sólo son alimentadas en tensión de 220 kV, pese a que parte de estas líneas serán de estándar constructivo de 500 kV.

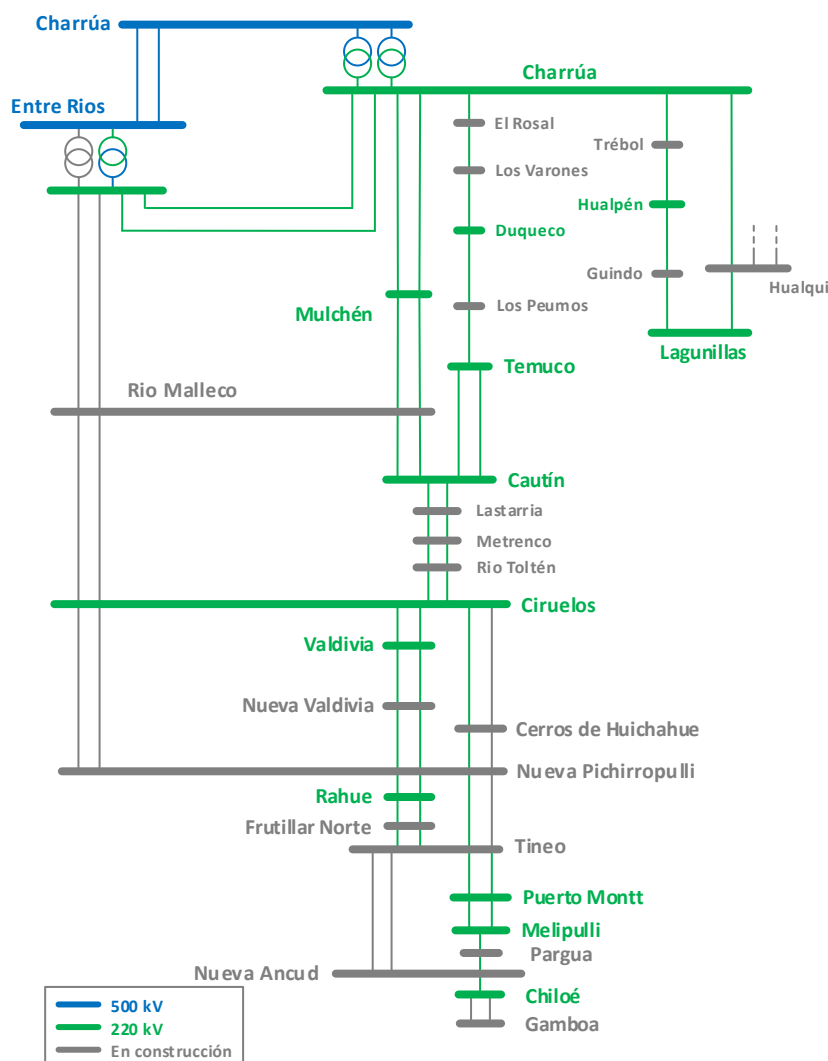


Figura 5.79 Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio.

Tabla 5-70 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-19
Nueva S/E Río Toltén	220	-	-	Nov-19
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	-	-	Sep-20
Nueva S/E Parga	220	-	-	Sep-20

En lo que respecta al Sistema Zonal inmerso en el área de análisis, está compuesto por un total de 210 líneas de transmisión zonales, cuya extensión alcanza cerca de 2.860 km con niveles de tensión de 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV, donde las líneas de 66 kV son las que se presentan en mayor cantidad (173 líneas) y cubren una mayor distancia (2.215 km aproximadamente). Destacar que las líneas de transmisión de 66 kV del sistema comprendido en la región del Biobío son abastecidas a través de líneas de 220 kV y 154 kV, mientras que hacía el sur estas líneas son abastecidas desde instalaciones de 220 kV. Las líneas de 66 kV corresponden al 77% de los kilómetros de líneas instalados en la zona, lo cual se debe a que estas son las encargadas de transportar la energía desde los puntos de inyección a los puntos de retiro, las 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 en líneas de 66 kV. Las distancias de éstas rondan entre 10 m a 60 km acumulando un total de 2.080 kilómetros.

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

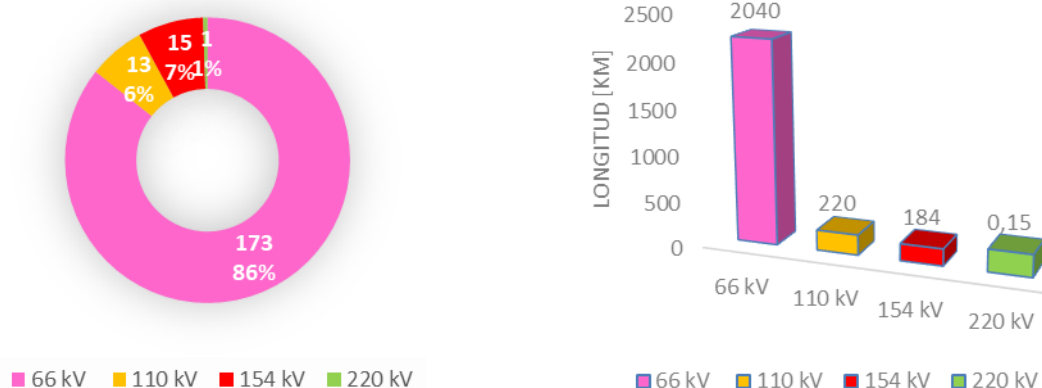


Figura 5.80 Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea.

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 menos en 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. Al igual que el caso anterior, 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 Nacional.

En la figura a continuación se presenta la cantidad de transformadores según los niveles de tensión y la capacidad de éstos, cabe indicar que en la primera ilustración se presenta por separado la cantidad de transformadores que ingresarán 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.

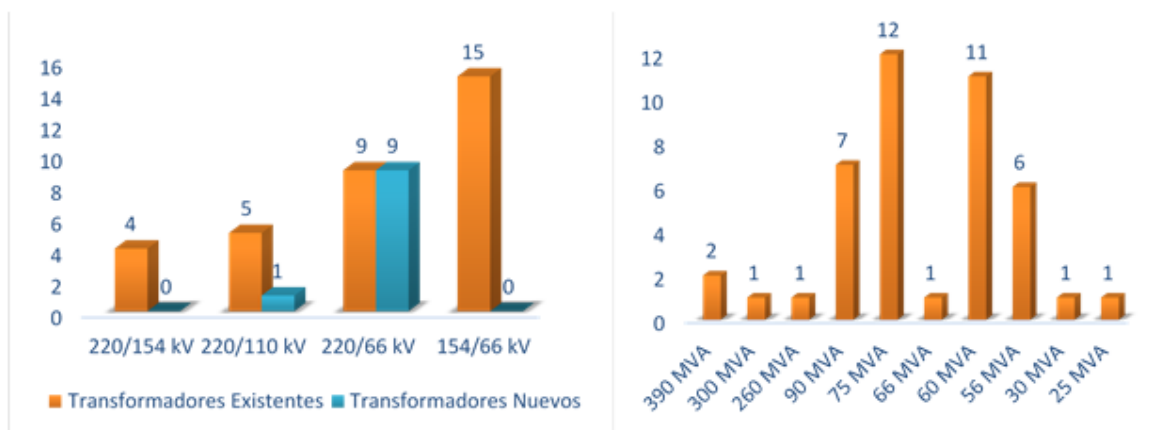


Figura 5.81 Cantidad de transformadores según niveles de transformación y capacidad

De la presente ilustración se observa que los transformadores nuevos tienen una razón de transformación 220/66 kV, siendo el 67% de ellos se encontrarán ubicados en la zona comprendida entre Temuco y Puerto Montt, lo que evidencia las debilidades del sistema de la zona ya que todos ellos ingresarán por motivos de suficiencia. Por otro lado, cabe destacar los proyectos nuevos 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.

Por su parte la potencia de transformación predomina entre 90 y 60 MVA, ya que estos transformadores son los empleados para conectar el sistema con las líneas que abastecen las subestaciones primarias de distribución.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 146 transformadores de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 2,4 MVA hasta 60 MVA. En la siguiente ilustración se muestra la cantidad de transformadores según la capacidad de éstos.



Figura 5.82 Cantidad de transformadores según capacidad en MVA

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

Para las instalaciones de Transmisión Zonal, la temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis se presenta en la Tabla 5-71.

Tabla 5-71 Temperaturas empleadas por zona

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

Se determinaron temperaturas máximas para cada uno de los periodos analizados, a través de las referencias indicadas en 4.2.3.2. del análisis de temperatura se detectaron 7 zonas que presentan comportamientos de temperatura distinto, las cuales tienen un comportamiento 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 y el N° 293 del 2018, que fueron modeladas para realizar el análisis de esta zona, se presentan en las tablas Tabla 5-72, Tabla 5-73 y Tabla 5-74. En total se modelaron 21 obras de ejecución obligatoria en construcción, donde algunas de ellas ya han entrado en servicio, 21 obras de ejecución obligatoria y 7 obras del plan de expansión 2017.

Tabla 5-72: 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 Pillanlelún	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 Río Negro 66/23 kV 10 MVA	Verano 2019

Obras Zonales de Expansión DE N° 418 2017	Escenario
Nueva S/E Chirre 110/23 kV 16 MVA	Verano 2019
Nueva S/E Llolel hue 220/66 kV 2x90 MVA	Verano 2019
Proyecto Chiloé - Gamboa	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
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 Llolel hue – La Unión	Invierno 2020

Tabla 5-73: Obras de Ejecución Obligatoria Zona Charrúa - Chiloé (DE N° 418)

Obras Zonales de Expansión DE N° 418 2017	Escenario
Aumento de Capacidad en S/E San Pedro	Invierno 2019
Ampliación en S/E Mahns	Invierno 2019
Ampliación en S/E Curacautín	Invierno 2019
Ampliación en S/E El Avellano	Invierno 2019
Ampliación en S/E Collipulli	Invierno 2019
Ampliación en S/E Lautaro	Invierno 2019
Ampliación en S/E Ejército	Invierno 2019
Ampliación en S/E Pitruquén	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 5-74: Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017

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

Adicionalmente, se modeló la obra de expansión Nuevo Transformador en S/E El Empalme la cual fue presentada vía artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos y que fue autorizada la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 225 del 2018.

Tabla 5-75: Obras Autorizadas vía artículo 102°

Obras Zonales de Expansión por Artículo 102°	Escenario
Ampliación en S/E El Empalme	Verano 2019

Las obras de generación que se incorporaron en el análisis son las siguientes.

Tabla 5-76: Desarrollo de generación en la zona

Obras de Generación en el sistema Zonal	Escenario
Parque Eólico La Flor	Verano 2019
Parque Eólico El Nogal	Verano 2019
Parque Eólico Negrete	Verano 2021

Cabe destacar que estos parques eólicos fueron despachados en relación con la proporción que se encontraba generando el Parque Eólico La Esperanza en dichos periodos específicos.

Se obtuvieron las demandas máximas coincidentes para 10 subzonas, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de potencia en la zona, con las cuales se desarrolló el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-77: Fechas de demanda máxima coincidente

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Concepción	31-10-2017 15:00	03-10-2017 21:00	21-06-2017 16:00	21-06-2017 19:00
Cabrero	23-02-2017 15:00	23-02-2017 21:00	21-06-2017 17:00	20-06-2017 19:00
Enlace	04-03-2017 12:00	14-01-2017 23:00	16-07-2017 16:00	10-04-2017 19:00
Los Ángeles – Collipulli	26-01-2017 14:00	22-02-2017 21:00	19-05-2017 11:00	23-05-2017 19:00

Los Peumos	21-02-2017 15:00	24-02-2017 22:00	23-08-2017 10:00	22-08-2017 23:00
Lautaro - Pullinque	05-10-2017 12:00	02-10-2017 20:00	29-05-2017 11:00	20-06-2017 19:00
Pullinque – Puerto Varas	25-01-2017 16:00	26-01-2017 22:00	20-06-2017 16:00	19-06-2017 21:00
Melipulli	03-10-2017 12:00	03-10-2017 16:00	15-06-2017 11:00	30-08-2017 21:00
Puerto Montt 110 kV	14-12-2017 12:00	14-12-2017 22:00	27-04-2017 12:00	09-04-2017 21:00
Chiloé	19-01-2017 12:00	24-01-2017 22:00	27-04-2017 11:00	23-09-2017 21:00

5.6.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, se presentan los resultados de 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 dos escenarios de oferta considerados, se encuentran disponibles en el Anexo 1 – Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional.

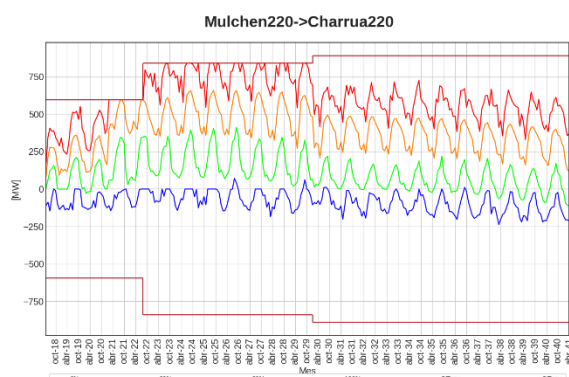


Figura 5.83: Utilización esperada tramo Mulchén – Charrúa 220 kV.

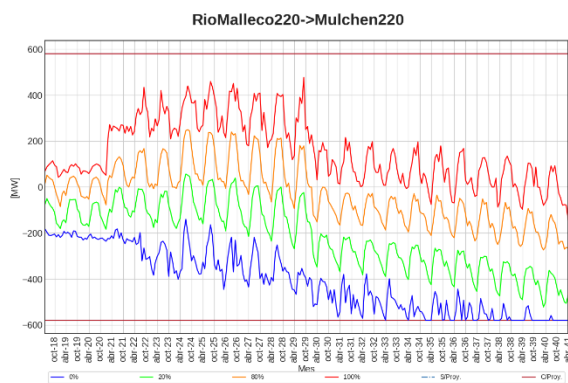


Figura 5.84: Utilización esperada tramo Río Malleco – Mulchén 220 kV.

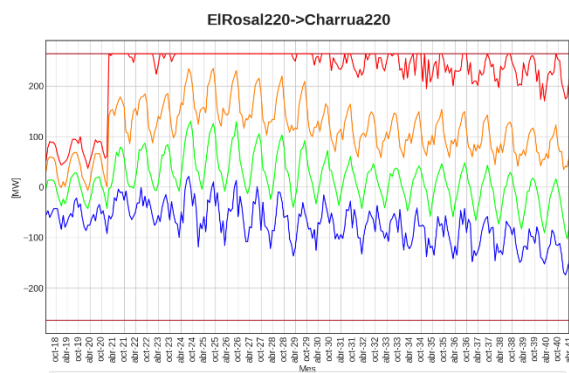


Figura 5.85: Utilización esperada tramo El Rosal – Charrúa 220 kV.

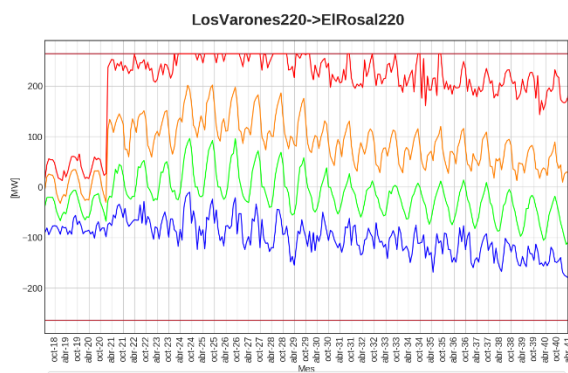


Figura 5.86: Utilización esperada tramo Los Varones – El Rosal 220 kV.

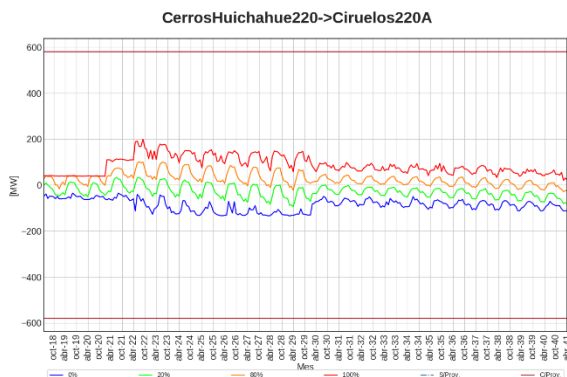


Figura 5.87: Utilización esperada tramo Cerros de Huichahue – Ciruelos 220 kV.

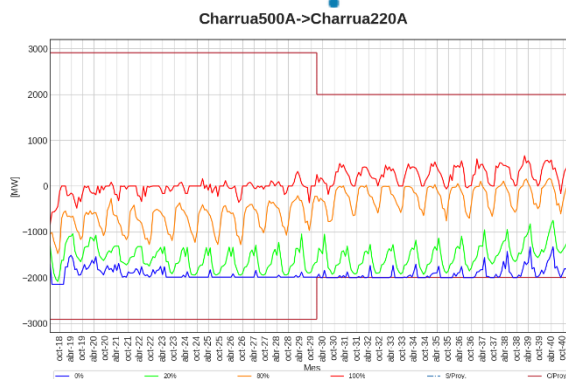


Figura 5.88: Utilización esperada tramo de transformación Charrúa 500/220 kV

5.6.3.1 Comentarios

- Se advierte una probabilidad de congestión en el período 2022 – 2028 para la línea 2x220 kV Mulchén – Charrúa, gatillada principalmente en condiciones de hidrología húmeda y alta penetración eólica. Esta congestión se disipa con el ingreso de la nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli, ambas energizadas en 220 kV.
- Por su parte, las líneas 1x220 kV Los Varones – El Rosal y 1x220 kV El Rosal – Charrúa presentan congestiones, en el escenario de concreción de los proyectos eólicos comprometidos por licitaciones de suministro.
- Estas dos situaciones, sumado a la existencia de proyectos de generación que han presentado solicitud de conexión en el entorno de las SS/EE Duqueco, Los Varones y Mulchén, motivan la evaluación de una alternativa de expansión para la zona, la cual será analizada en los capítulos posteriores de esta propuesta.
- Otro tramo que presenta congestiones en el periodo de análisis corresponde al 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, dada la baja frecuencia y profundidad de dichos episodios de congestión, permiten postergar la revisión de alternativas de expansión para este tramo para una etapa posterior a la emisión de esta propuesta.
- En el resto de los tramos que continúan hacia la parte 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 decretadas, las que permiten absorber los aumentos de transferencias proyectados.

5.6.4 DIAGNÓSTICO PARA LOS TRANSFORMADORES AT/MT

Se diagnosticó el 100% de los transformadores indicados de los cuales se identificó que para el periodo 2019 existirán 5 transformadores sobrecargados y 17 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 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%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Rojo: mayora a 100%

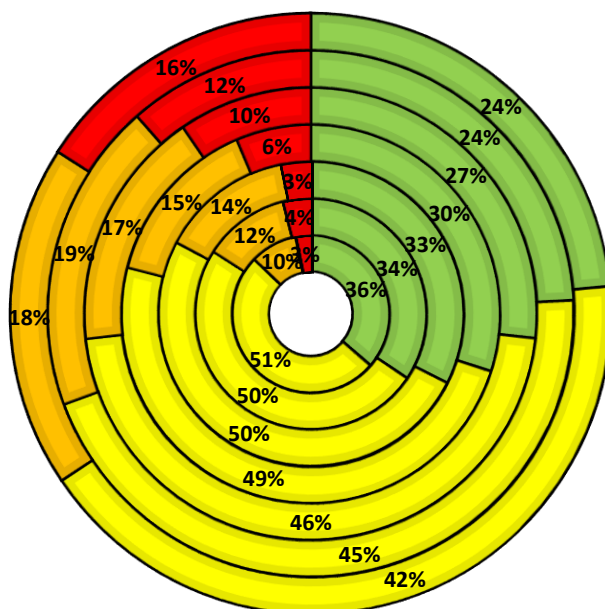


Figura 5.89 Evolución del estado de los transformadores AT/MT

De la presente gráfica se aprecia que al año 2019 el 3% de los transformadores presentaran episodios en los cuales se cargarían por sobre el 100% de su capacidad, mientras que un 86% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos no supera el 85% de su capacidad. Esta situación empeora bastante al paso de los años, esperándose que para el año 2023, año para el cual una obra presentada en el plan de expansión 2019 podría llegar a solucionar esta problemática, se esperaría que un 17% del total de los transformadores presentase una cargabilidad por sobre el 100%. No obstante, cabe indicar qué, para algunas unidades de transformación, que experimentarían sobrecargas, existen transformadores en la misma subestación o aledaños a éstos con una cargabilidad menor al 70% de su capacidad, por lo que se estima que la empresa debería realizar los traspasos de carga u obras menores pertinentes para distribuir la demanda entre sus unidades de transformación.

A continuación, se presenta el listado de transformadores que se sobrecargarían durante el periodo 2019-2023.

Tabla 5-78 Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025

Transformador
ALTO BONITO 110/23KV 30MVA
ANDALIÉN 66/MT 25 MVA T2
CASTRO 115/24KV 16MVA
CHIGUAYANTE 66/MT 16,6 MVA T2
COLO COLO 66/MT 30 MVA T1
LAJA TR1 66/13.8KV 5.2MVA 1U
LAJA TR2 66/13.8KV 5MVA 1U
LOMA COLORADA 66/MT 25 MVA T1
PILLANLELBUN 66/MT 5 MVA T2
PUMAHUE 66/MT 25 MVA T1

Tabla 5-79: Transformadores sobrecargados periodo 2019-2025, mitigables.

Transformador
CABRERO 69/24KV 16MVA
LONCOCHE 66/24KV 10MVA 1
CORONEL 66/MT 25 MVA T2
ESCUADRÓN 66/MT 30 MVA T2
PICARTE 66/24/13.8KV 30MVA 2
PICHIRROPULLI 69/24 10MVA
PILMAIQUEN 66/13.8KV 10MVA 6
PUCHOCO 66/MT 11 MVA T1
PUERTO VARAS 66/24/13.8KV 10MVA 1
SAN PEDRO 66/MT 13,3 MVA T1
TEMUCO 66/13.8KV 6.25MVA
VICTORIA 66/MT 10 MVA T1

Un total de 10 transformadores AT/MT se encontrarían en estado crítico durante el periodo 2019-2023 por lo que resulta sustancial realizar una obra de expansión para no presentar las problemáticas visualizadas. Además, otros 13 se encontrarían en estado crítico, pero se estima que es posible tomar medidas operativas para que no ocurra dicha situación. Cabe destacar que la CNE en el informe técnico preliminar que contiene el plan de expansión anual de la transmisión correspondiente al año 2018 presentó obras de ampliación en la subestación Pumahue y Loma Colorada.

En las siguientes tablas se muestra el listado de transformadores que presentarían una cargabilidad superior al 85% durante el periodo 2019-2025.

La zona abastecida por las subestaciones Coronel, Arenas Blancas y Puchoco, no presentaría problemas de abastecimiento en el quinquenio estudiado. Si bien, los transformadores de estas instalaciones presentan niveles de cargabilidad por sobre el 85%, en su conjunto presentan una cargabilidad de un 66%. Lo anterior, queda sujeto a la factibilidad de desarrollar los respectivos traspasos de carga para equilibrar la demanda abastecida por cada uno de éstos.

Tabla 5-80: Transformadores AT/MT entre 85%-100% periodo 2019-2025

Transformador
ANCUD 115/69/24/13.8KV 16MVA 1
ANDALIÉN 66/MT 25 MVA T1
CHIGUAYANTE 66/MT 18,7 MVA T1
CORRAL 66/13.8KV 5MVA
LIRQUÉN 66/MT 18,7 MVA T1
LOS LAGOS 66/13.8KV 11-16MVA CTBC
M. DE VELASCO 66/15 25 MVA T1
PAILLACO 66/13.8KV 4MVA
PENCO 66/MT 10 MVA T1
PERALES 66/15 25 MVA T1
PERALES 66/15 25 MVA T2
PID-PID 115/69/24/13.8KV 16MVA 1
PICHIL 66/23KV 16MVA
PILLANLELBUN 66/MT 5 MVA T1
TALCAHUANO 66/MT 18,7 MVA T3
TALCAHUANO 66/MT 22,5 MVA T4
TEMUCO TR4 66/24KV 4MVA 1U
TRAIGUÉN 66/MT 2,4 MVA T3
TRAIGUÉN 66/MT 2,6 MVA T1
TRAIGUÉN 66/MT 2,6 MVA T2
VILLARRICA 66/MT 30 MVA T2

Respecto al transformador N°4 de la S/E Temuco se estima que si ingresa en servicio la S/E Pumahue sea posible disminuir los niveles de cargabilidad realizando traspasos de carga por distribución. Adicionalmente, cabe indicar que algunos de estos transformadores se ubican en subestaciones que cuentan con unidades en peores condiciones, por lo que se evaluará una solución global para la subestación.

De los transformadores indicados se determina que los ubicados en las subestaciones Penco y Traiguén son los que presentan una mayor cargabilidad en este periodo, por lo que se recomienda desarrollar una solución para dicha problemática.

Tabla 5-81: Transformadores AT/MT entre 85%-100% periodo 2019-2025, Mitigables

Transformador
CURANILAHUE 66/23 10 MVA T2
EJÉRCITO 66/MT 25 MVA T2
LA UNION 66/23KV 10MVA 5
VALDIVIA 69/24/13.8KV 30MVA 3

De las tablas anteriores se aprecia que un total de 22 transformadores AT/MT presentarían una cargabilidad por sobre el 85% durante el quinquenio 2019-2023, sin embargo, se estima que a través de trasposos de carga en distribución sea posible disminuir la cargabilidad de 4 transformadores.

Por último, en la Tabla 5-82 se presentan las instalaciones que se encuentran congestionadas y que dicha situación será resuelta a través de nuevos proyectos.

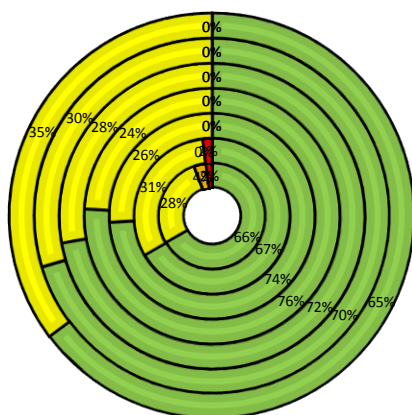
Tabla 5-82: Instalaciones congestionadas en el corto plazo que cuentan con una solución

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
IMPERIAL 66/24KV 16MVA CTBC	Nueva S/E Enlace Imperial 66/23 kV
CHIVILCÁN 66/MT 25 MVA T2	Ampliación en S/E Chivilcán
EL EMPALME 115/23KV 16MVA CTBC	Ampliación en S/E El Empalme
MELIPULLI 230/24KV 60MVA 33	Nuevo Transformador en S/E Puerto Montt 220/23 kV 60 MVA
VALDIVIA 69/24/13.8KV 30MVA 3	Ampliación en S/E Nueva Valdivia

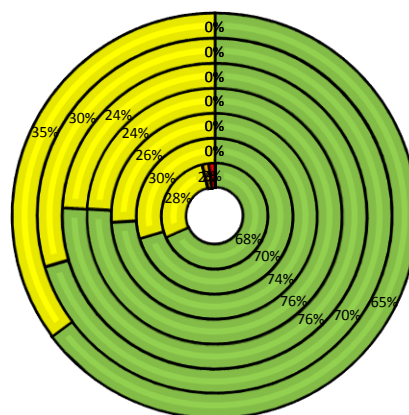
5.6.5 DIAGNÓSTICO PARA TRANSFORMADORES AT/AT

Se diagnosticaron un total de 54 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la siguiente gráfica 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:

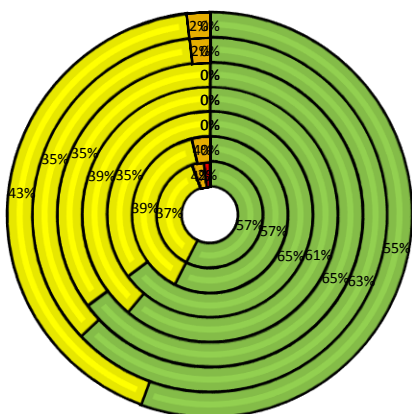
- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%



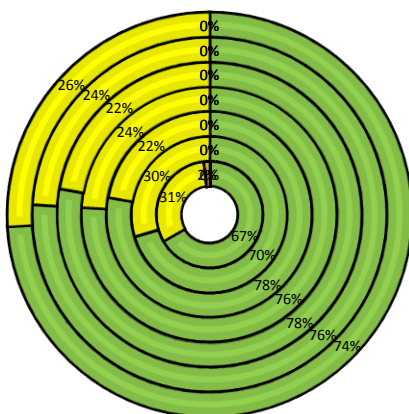
Verano Día



Verano Noche



Invierno Día



Invierno Noche

Figura 5.90 Gráficas con la Evolución del estado de los transformadores AT/AT

El único escenario que arroja un transformador AT/AT con problemas de capacidad de transformación en el periodo 2019-2025 corresponde al de Invierno Día. Este transformador corresponde al T3 de los Ángeles que tiene una capacidad de 56 MVA, el cual abastece la línea 1x66 kV Los Ángeles – Negrete. Esta problemática se presenta debido a que en el escenario de invierno se consideró prácticamente cero generación eólica, emulando lo que ocurrió en el periodo de demanda máxima, por lo que si se considera generación en la zona el transformador no se cargaría

por sobre el 85%. No obstante, existirían medidas operacionales como enmallar el sistema de 66 kV a través de la línea 1x66 kV Collipulli – Victoria.

Tabla 5-83: Transformadores con cargas por sobre el 85% durante el periodo 2019-2025

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Los Ángeles 154/66/13.8kV T3	No	No	Sí	No

En particular, no se evidencian transformadores con problemas de capacidad de transformación en el futuro, si bien existen unidades que se cargarían por sobre el 85% de su capacidad, no obstante, estas problemáticas serán resueltas en el corto plazo a través de obras decretadas en el DE N°418 de 2017. El transformador Melipulli 220/110 kV 60 MVA 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, a través de una línea de 110 kV, los consumos que se ubican entre las subestaciones Alto Bonito y Colaco, sin embargo, cuando entre en operación el proyecto Pargua esta complicación desaparecerá ya que esta obra apoyara dicha línea desde el otro extremo.

Por último, en la siguiente tabla se presentan las instalaciones que se encuentran congestionadas y que dicha situación será resuelta a través de nuevos proyectos.

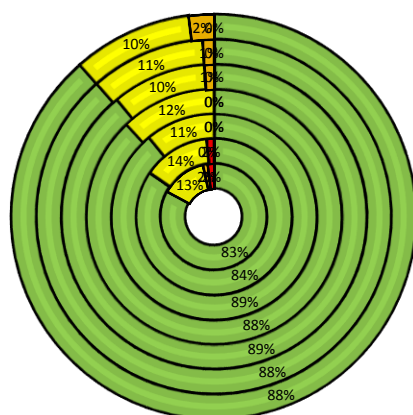
Tabla 5-84: Instalaciones congestionadas en el corto plazo que cuentan con una solución

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
Melipulli 220/66 kV_60MVA (T22)	Nueva S/E Pargua 220/110 kV 60 MVA

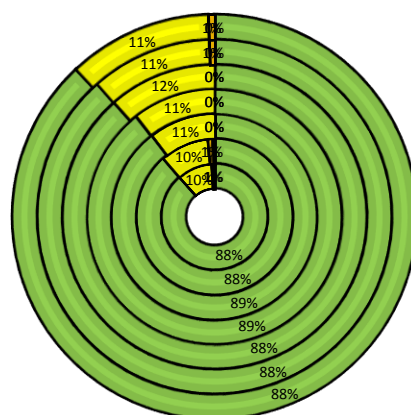
5.6.6 DIAGNÓSTICO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se diagnosticaron un total de 200 líneas de transmisión zonal, considerando las líneas nuevas, siendo estas evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la siguiente gráfica 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:

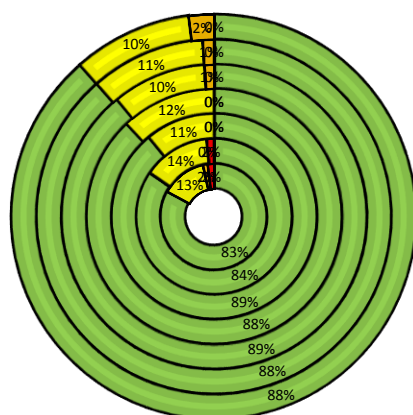
- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%



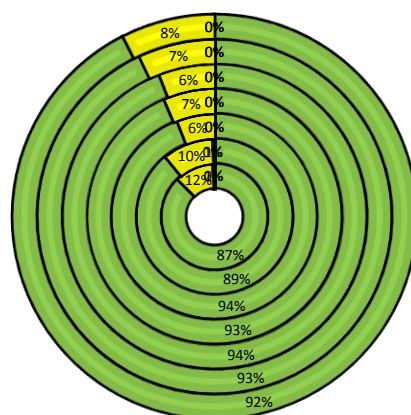
Verano Día



Verano Noche



Invierno Día



Invierno Noche

Figura 5.91 Gráficas con la Evolución del estado de líneas de transmisión

En el periodo de Verano Día se observan más líneas sobrecargadas debido a la influencia de la temperatura en la capacidad de transmisión de estas instalaciones. El otro escenario que presenta mayores niveles de cargabilidad corresponde al 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.

En particular se aprecia que las líneas que actualmente presentan problemas de capacidad de transmisión cuentan con una obra de ampliación que solucionará los problemas en el corto plazo.

Sin embargo, existen líneas de transmisión que presentarán niveles de cargabilidad crítico en el periodo bajo análisis.

En la siguiente tabla se presentan las líneas de transmisión que presentaron niveles de cargabilidad por sobre el 100% en alguno de los periodos bajo análisis.

Tabla 5-85: Líneas de transmisión sobrecargadas periodo 2019-2025

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
1x66 kV Charrúa - Cabrero	Si	No	No	No
1x66 kV Pilauco – Barro Blanco	Si	No	No	No

Se identifica que la línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero presenta, para el periodo de verano día, niveles de cargabilidad superiores a la capacidad de transmisión de dicho circuito a partir del primer año. No obstante, la empresa propietaria de esta instalación indica que los niveles de capacidad son superiores a los informados en la información técnica del SEN, por lo que se concluye que no es necesario realizar una obra de ampliación en dicha estructura.

La línea 1x66 kV Pilauco – Barro Blanco se sobrecarga a partir de año 2020, la línea está compuesta por un tramo de 0,31 km de conductor AAAC FLINT y otro de AAAC Alliance, siendo este último el que limita la capacidad de transmisión de la línea. No obstante, en una base de datos compartida por SAESA en las propuestas de expansión se modeló esta línea solamente con un conductor tipo AAAC FLINT por lo que se deberá corroborar la situación de esta instalación.

Tabla 5-86: Líneas de Transmisión entre 85%-100% periodo 2019-2025

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
1x66 kV Alonso de Ribera - Colo Colo	Si	No	Si	No
1x66 kV Nahuelbuta – Angol	Si	No	No	No
1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada	Si	No	Si	No
1x66 kV Coronel - Arenas Blancas	No	No	Si	No
1x66 kV Temuco - Pumahue	No	No	Si	No
2x66 kV Temuco – Padre las Casas	Si	No	No	No

En la Tabla 5-86 se listan las líneas sobre las cuáles se realizó un análisis más acucioso.

Para el primer caso, se advierte que 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. Por su parte, la subestación Colo Colo cuenta con dos transformadores de 30 MVA que se encontrarían limitados en el mediano plazo, por lo que los tramos indicados solamente se sobrecargarían si la subestación Colo Colo es ampliada. A continuación, se ilustra un diagrama unilineal simplificado de la topología de la zona.

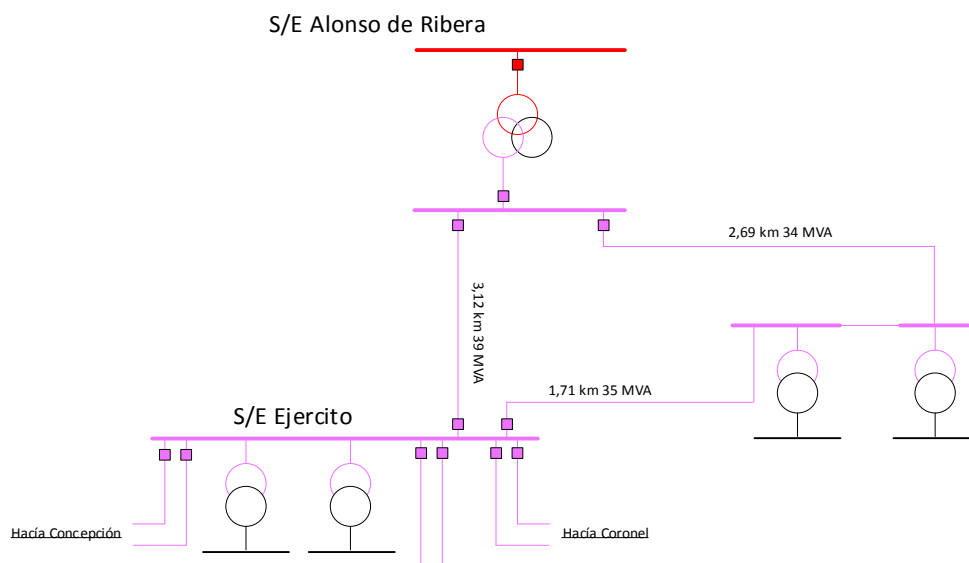


Figura 5.92 Diagrama unilineal simplificado de la zona 66 kV Concepción Centro (año 2021)

La línea 1x66 kV Nahuelbuta – Angol presenta una carga por sobre el 85% a partir del año 2025, cabe destacar que sin la generación local de esta zona la situación se agrava a partir del año 2023. No obstante, si se enmalla la zona a través del apoyo en los Peumos, es posible abastecer la demanda sin problemas.

La línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada es empleada para abastecer la subestación Loma Colorada a partir del año 2021 para disminuir la cargabilidad de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas. Esta instalación se carga por sobre el 85% a partir del año 2024, por lo que se considera pertinente desarrollar el repotenciamiento de esta línea presente en la Resolución Exenta N°747 del 2018.

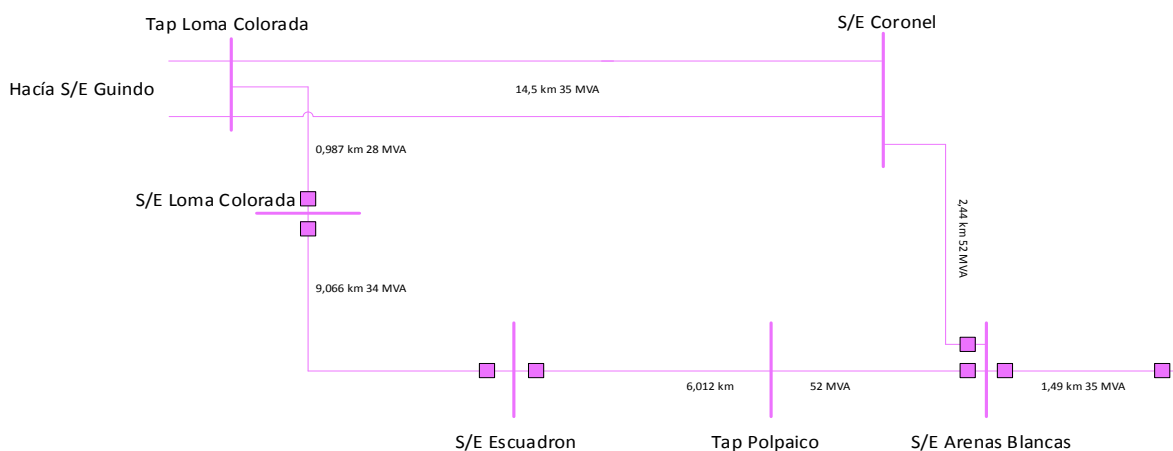


Figura 5.93 Diagrama unilineal simplificado de la zona 66 kV Tap Loma Colorado – Coronel

La línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas se carga por sobre el 85% a partir del año 2025, sin embargo, si se materializa el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada presentada por la CNE en el plan de expansión 2018, dicha obra permitiría abastecer la S/E Escuadrón desde la S/E Loma Colorada aliviando la carga de la línea en cuestión.

Respecto a la 1x66 kV Temuco – Pumahue C1, se espera que esta se cargue por sobre el 100% mientras no se materialice la ampliación en la S/E Padre las Casas, no obstante, la obra que mitiga sustancialmente la problemática corresponde a la Nueva S/E Metrenco. Al igual que ésta, la línea 1x66 kV Pumahue – Chivilcán se cargará por sobre el 100% mientras no se materialice la S/E Metrenco, la que permitiría tomar carga de la S/E Chivilcán desde la S/E Padre Las Casas y así disminuir la cargabilidad de dicho tramo.

En la Figura 5.94 se presenta la topología de la zona comprendida entre las subestaciones 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.

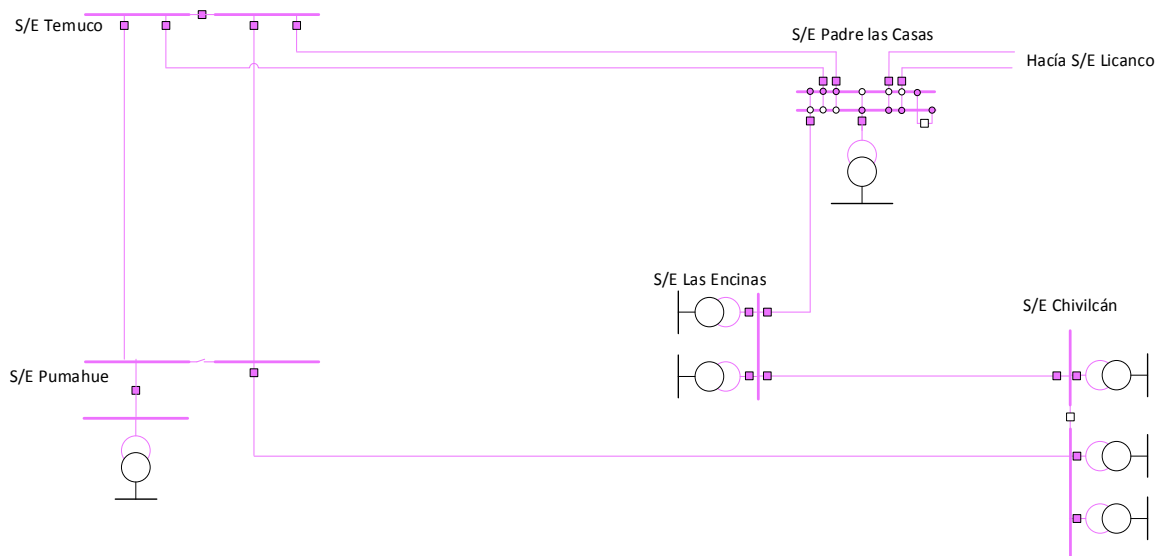


Figura 5.94 Diagrama unilineal simplificado de la zona 66 kV Temuco – Padre Las Casas

La línea 2x66 kV Temuco – Padre las Casas se carga 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 significaría una peor condición de operación para otras instalaciones.

Por último, en la Tabla 5-87 se presentan las instalaciones que se encuentran congestionadas y que dicha situación será resuelta a través de nuevos proyectos.

Tabla 5-87 Instalaciones congestionadas en el corto plazo que cuentan con una solución

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
1x66 kV Padre las Casas - Licanco 66 kV	S/E Nueva Metrenco 220/66 kV
1x66 kV Temuco - Padre las Casas	S/E Nueva Metrenco 220/66 kV
1x66 kV Temuco - Pumahue C2	S/E Nueva Metrenco 220/66 kV
1x66 kV Pumahue - Chivilcán	S/E Nueva Metrenco 220/66 kV
1x110 kV Chiloé - Dalcahue	Proyecto Chiloé - Gamboa
1x110 kV Dalcahue - Pid Pid	Proyecto Chiloé - Gamboa
1x66 kV La Unión - Pichirropulli	Nueva S/E Llollehue 220/66 kV 2x90 MVA
1x66 kV Licanco - Nueva Imperial	Nueva S/E Enlace Imperial 66/23 kV
1x66 kV Los Angeles - Manso de Velasco	Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano
1x110 kV Melipulli - Alto Bonito	Nueva S/E Pargua 220/110 kV 60 MVA
2x66 kV Melipulli -Puerto Varas	Nueva S/E Llanquihue 220 kV

6 ANÁLISIS Y SOLUCIONES

6.1 ZONA NORTE GRANDE

6.1.1 ANALISIS ZONA ARICA

Se analizaron los impactos de los posibles proyectos de generación en las zonas Norte Grande y Diego de Almagro – Quillota, a partir de las solicitudes de acceso a la red recibidas por el Coordinador. Se destaca que este análisis, solo consideró las capacidades de los equipos y demandas de cada zona.

Para esto se utilizaron 3 escenarios de generación y demanda, los cuales se detallan a continuación.

Tabla 6-1 Escenarios análisis solicitudes de acceso a la red zonal

Escenario	Generación	Demanda
Generación Máxima y Demanda baja	Máximo Según Perfiles Referenciales	50% de Escenarios de Demanda Máxima
Generación Coincidente y Demanda Baja	Según Perfil Referencial de la Zona	50% de Escenarios de Demanda Máxima
Generación Coincidente y Demanda Máxima	Según Perfil Referencial de la Zona	Escenarios de Demanda Máxima

La demanda baja corresponde a una aproximación determinada a través del análisis de los datos horarios 2017, mientras que la generación coincidente se determinó a través de perfiles horarios contruidos a partir de los datos horarios máximos 2017, de plantas generadoras de referencia en cada zona, tomando la hora coincidente con las demandas máximas de cada escenario de invierno y verano.

La generación máxima fue determinada a partir de todos los perfiles de generación de referencia para la misma tecnología, llegando a una aproximación del 90% de la capacidad nominal de cada central.

Para esta zona en particular, se utilizaron los datos horarios de Central Cerro Dominador, resultando en los siguientes perfiles para invierno y verano.

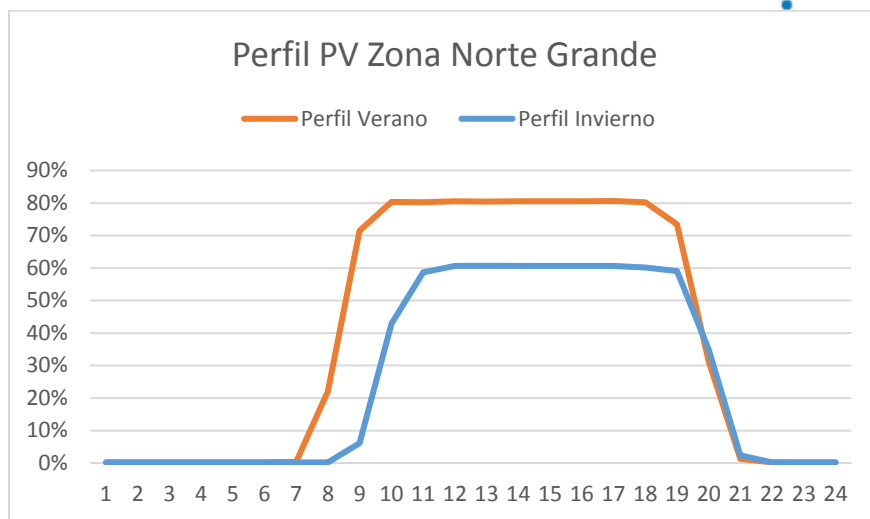


Figura 6.1 Perfil de generación solar Norte Grande

A partir de estos análisis, se detectaron posibles problemas de capacidad de transformación en la zona de Arica, ante la conexión de varios proyectos en la barra de 66 kV.

Los proyectos con solicitudes identificados en la zona detectada son los siguientes.

Tabla 6-2 Proyectos de generación con solicitudes de acceso en zona de Arica

Central	Tecnología	Capacidad (MW)	Fecha Estimada de Interconexión	Punto de Conexión
Lauca Solar	Solar	80	2019	S/E Parinacota
Parque Fotovoltaico Willka	Solar	98	2020	S/E Parinacota
PF Arica I	Solar	40	2020	S/E Parinacota

En la Figura 6.2 se observa el diagrama unilineal de la zona en donde se presenta la problemática detectada, señalando la condición operativa utilizada para las simulaciones, y los proyectos de generación anteriormente señalados y el punto de conexión considerado.

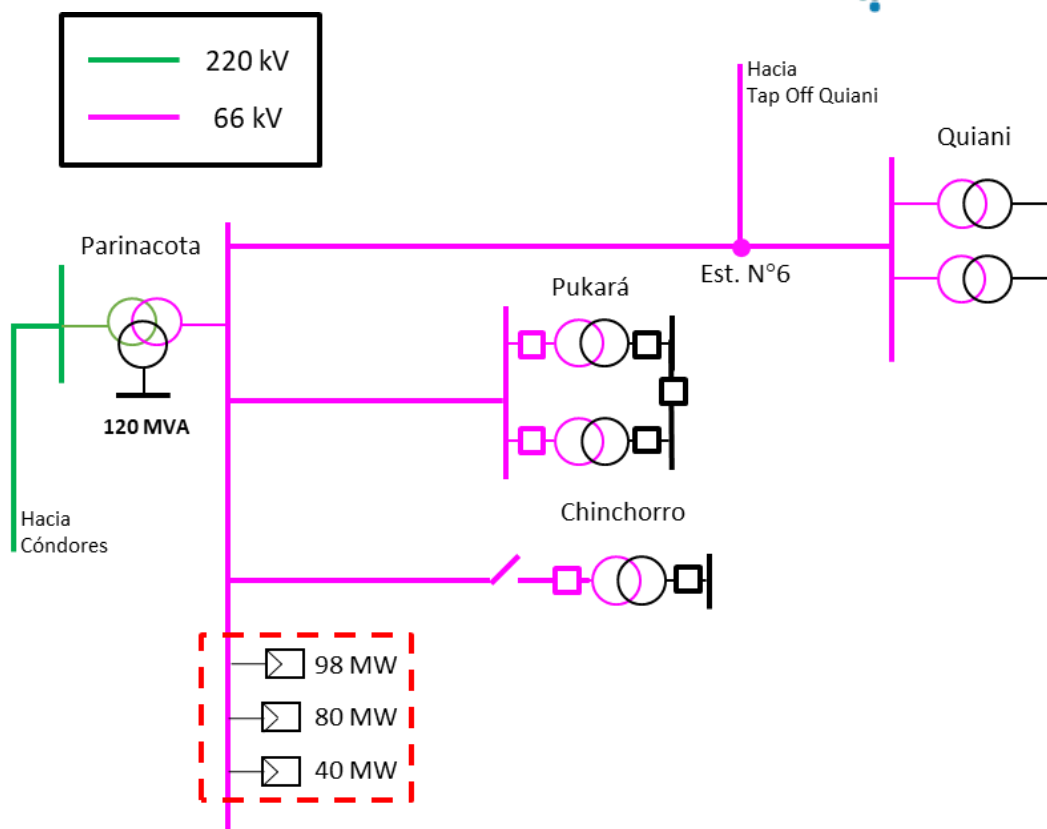


Figura 6.2 Sistema Zonal Arica

Los niveles de generación considerada para cada proyecto se muestran a continuación.

Tabla 6-3 Niveles de generación proyectos zona Arica

Central	Generación Máxima [MW]	Verano Día [MW]	Verano Noche [MW]	Invierno Día [MW]	Invierno Noche [MW]
Lauca Solar	72	65	0	49	2
Parque Fotovoltaico Willka	88	79	0	59	2
PF Arica I	36	32	0	24	1

En la Figura 6.3 se muestran las cargabilidades máximas en los 3 escenarios establecidos en el transformador AT/AT de S/E Parinacota.

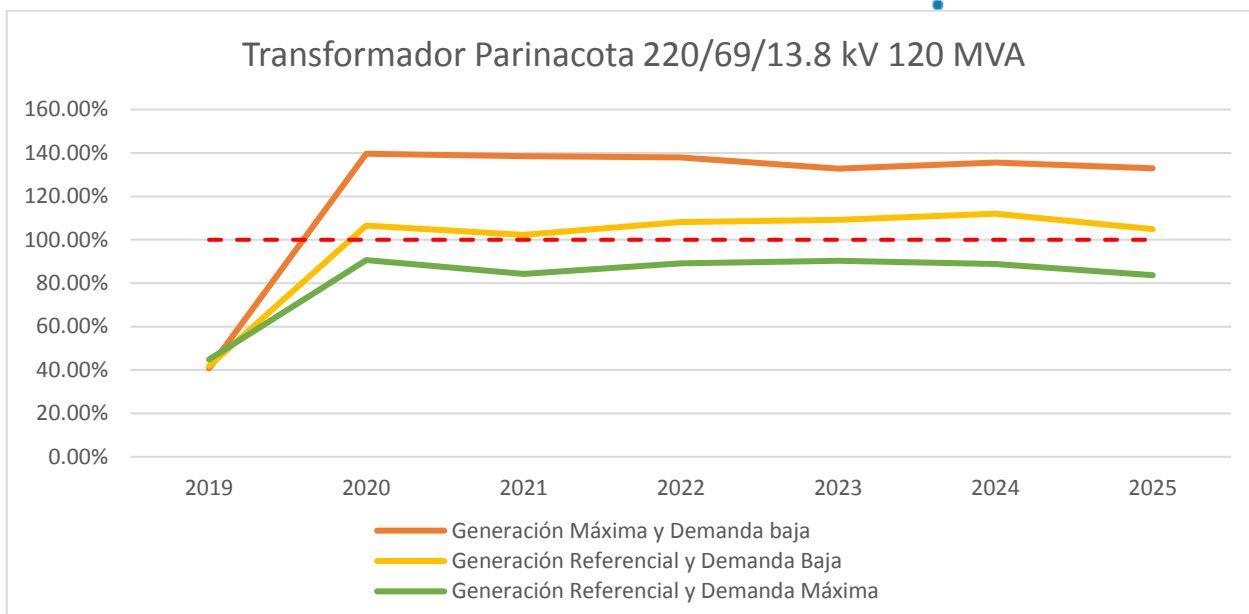


Figura 6.3 Cargabilidad Transformador AT/AT S/E Parinacota

De estos perfiles se observan sobrecargas en todos los escenarios de demanda baja, debido a que la capacidad del transformador se ve sobrepasada por la generación, la cual varía entre 174,4 MW y 196,2 MW, mientras que la demanda en la barra de 66 kV corresponde aproximadamente a 30 MW estimados al 2020.

De lo anterior se concluye que no sería posible evacuar toda la energía de los proyectos con solicitudes de acceso a la red, desde la barra de 66 kV, por lo que se recomendaría como punto de conexión preferente la barra de 220 kV en S/E Parinacota, para potencias de generación de proyectos que sean superiores a 140 MW en su conjunto.

2.2	Gastos generales y seguros	551
2.3	Inspección técnica de obra	138
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	7,779
4	Utilidades del Contratista	778
5	Contingencias	389
COSTO TOTAL PROYECTO		8,946

La motivación para el desarrollo de este proyecto obedece al creciente interés de desarrolladores de proyectos por conectarse en las cercanías de la S/E Don Héctor. Esta subestación se encuentra actualmente en operación, y secciona la línea 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada, propiedad de Transelec, la cual posee una capacidad de transporte de 197 MVA a 25°C con presencia de sol. En esta subestación se conectan hoy en día los proyectos El Romero¹⁰ (196 MW) y Pelicano (100 MW), totalizando cerca de 300 MW de generación fotovoltaica. A su vez, a través del Departamento de Capacidad y Acceso Abierto (DCAA) del Coordinador, se han recibido solicitudes de conexión para la S/E Don Héctor, proyectos que se presentan en la Tabla 6-5.

Tabla 6-5: Centrales con solicitud de conexión en la zona.

Central	Potencia [MW]	Punto de conexión solicitado	Punto de conexión modelado
PF La Huella	84	S/E Don Héctor	Don Héctor 220 kV
Central Diesel Pajonales	100	Línea 1x220 kV Tap Off El Romero - El Romero	Don Héctor 220 kV
Total	184 MW		

Adicionalmente, con motivo del proceso de Expansión de la Transmisión 2018, se presentaron proyectos por parte de promotores que buscaban aumentar la capacidad de transporte en 220 kV de la zona.

Con estos antecedentes a la vista, y considerando que el interés por conectar proyectos en la zona podría mantenerse en el tiempo, es que se ha desarrollado esta propuesta, de modo de permitir la conexión de mayores montos de generación con la menor intervención en el sistema.

En este sentido, si bien para la generación presente actualmente en la zona, la capacidad de transporte resulta relativamente suficiente, es evidente que la operación en paralelo de los dos corredores de 220 kV con distintas capacidades requiere de una revisión para optimizar el uso del sistema de transmisión y permitir la conexión de nuevos proyectos. En este punto resulta importante señalar que la medida operativa planteada, que corresponde a una operación “alargando” la línea de menor capacidad, permite una mejor distribución de flujos por la malla, toda vez que resulta favorable en relación con la apertura de alguno de los tramos de ella, ya que se consigue una operación más económica al generar un camino de menor impedancia y con ello

¹⁰ Si bien la central FV El Romero se encuentra actualmente conectada en derivación desde el circuito 2 de la línea 2x220 kV Maitencillo – Don Héctor, se espera que normalice su conexión en el mediano plazo para conectarse a la S/E Don Héctor.

descargar, en alguna medida, el sistema de 500 kV. En todo caso, no está de más mencionar que esta corresponde a una alternativa de operación, y no a la forma definitiva en que se operará este tramo.

A continuación, en la Tabla 6-6 se presentan los resultados de la evaluación económica del proyecto bajo análisis. En ella, se comparan los costos de operación considerando la materialización de los proyectos listados en la Tabla 6-5.

Tabla 6-6: Evaluación económica seccionamiento en S/E Don Héctor.

Año	Seccionamiento en Don Héctor				
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2018	870,510	870,510	-	-	-
2019	1,276,700	1,276,700	-	-	-
2020	1,256,594	1,256,594	-	362	362
2021	1,139,373	1,139,373	-	2,900	2,900
2022	1,205,635	1,205,749	- 114	5,895	6,008
2023	1,216,207	1,216,680	- 473	163	636
2024	1,251,611	1,250,909	701	163	538
2025	1,318,432	1,318,734	- 303	163	466
2026	1,405,200	1,402,972	2,228	163	2,065
2027	1,427,987	1,422,503	5,484	163	5,321
2028	1,438,727	1,431,372	7,355	163	7,191
2029	1,355,644	1,350,967	4,676	163	4,513
2030	1,346,159	1,343,421	2,738	163	2,575
2031	1,395,359	1,392,774	2,584	163	2,421
2032	1,471,682	1,470,828	854	163	691
2033	1,596,225	1,597,318	- 1,093	163	1,256
2034	1,578,770	1,578,819	- 50	163	213
2035	1,661,207	1,662,296	- 1,088	163	1,251
2036	1,757,998	1,755,491	2,507	163	2,344
2037	1,932,958	1,930,504	2,455	163	2,291
2038	2,119,722	2,117,139	2,583	163	2,420
2039	2,014,940	2,011,018	3,922	163	3,759
2040	2,304,148	2,297,692	6,456	163	6,292
2041	707,908	707,662	246	163	83
Valor Residual			Agua Embalsada	COMA	
			-		
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			18,639	8,456	10,183
VAN				\$ 10,183	

Los resultados muestran dan cuenta de la conveniencia de desarrollar el proyecto, alcanzando un VAN del orden de los 19 MMUSD, por lo que resultaría conveniente el desarrollo de este proyecto de expansión.

Como una manera de mostrar los beneficios que entregaría la ejecución de este proyecto, se modeló un nuevo escenario de sensibilidad, en donde se ha supuesto la materialización de una mayor cantidad de centrales tipo solar fotovoltaica en la S/E Don Héctor. En primera instancia se supusieron centrales por un total de 500 MW instalados. Los resultados de esta sensibilidad se presentan en la Tabla 6-7. De los resultados expuestos es directo inferir que el beneficio que presenta este proyecto es proporcional a la cantidad de potencia instalada en la subestación.

Tabla 6-7: Sensibilidad 1seccionamiento en S/E Don Héctor (500 MW).

Seccionamiento en Don Héctor					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2018	870,514	870,514	-	-	-
2019	1,277,106	1,277,106	-	-	-
2020	1,252,134	1,252,134	-	362	362
2021	1,131,239	1,131,239	-	2,900	2,900
2022	1,198,530	1,198,831	- 301	5,895	6,196
2023	1,208,169	1,209,178	- 1,010	163	1,173
2024	1,244,785	1,243,884	901	163	738
2025	1,310,594	1,308,078	2,516	163	2,352
2026	1,396,243	1,392,459	3,785	163	3,622
2027	1,420,228	1,415,707	4,521	163	4,358
2028	1,432,663	1,424,457	8,206	163	8,043
2029	1,352,503	1,353,617	- 1,114	163	1,278
2030	1,338,355	1,338,748	- 392	163	555
2031	1,386,097	1,385,475	623	163	459
2032	1,461,990	1,461,778	212	163	49
2033	1,586,100	1,586,799	- 699	163	862
2034	1,572,315	1,571,690	624	163	461
2035	1,653,512	1,657,289	- 3,776	163	3,939
2036	1,750,754	1,750,956	- 202	163	365
2037	1,921,427	1,918,050	3,377	163	3,214
2038	2,108,965	2,104,904	4,061	163	3,898
2039	2,006,417	2,002,186	4,231	163	4,068
2040	2,294,448	2,286,372	8,076	163	7,913
2041	705,939	702,507	3,432	163	3,269
Valor Residual			Agua Embalsada	COMA	
			338,915		
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			99,504	8,456	91,048
			VAN	\$ 91,048	

Con estos resultados a la vista, y considerando, además, las ventajas que entregaría el desarrollo de este proyecto en cuanto a flexibilizar la operación de la zona y facilitar el desarrollo de eventuales expansiones futuras (como el refuerzo de algún tramo), se recomienda para su inclusión en el Plan de Expansión de la Transmisión.

Adicionalmente, debido a que la línea a seccionar se encuentra actualmente en etapa de desarrollo, se estima que los trabajos necesarios para la materialización de este proyecto podrían ser ejecutados en paralelo con el montaje de la nueva línea, para efectos de que coincida la puesta en servicio de ambos proyectos.

Finalmente, es importante señalar que este proyecto, y prácticamente cualquier recomendación que se incluya a través del proceso regulado de expansión, se pondría en servicio en torno al año 2022, en el mejor de los casos. En este sentido, una potencial medida de mitigación para posibles congestiones en la zona de influencia del proyecto podría resultar efectiva y de rápida aplicación, de manera similar a la implementación del automatismo de desconexión de generación que ha operado en la zona del norte chico durante los últimos años. Dicho automatismo, por ejemplo, podría ser readecuado, de modo de modificar la topología en 220 kV, evitando una salida

Bajo la condición operativa actual se estima un 51% de capacidad disponible en la línea 1x110 kV Choapa – Illapel en el 2019, y un 43% en el año 2025, lo que se traduce en 18 MVA disponibles en el 2019 en la Nueva S/E Seccionadora, y 12 MVA disponibles en el 2025, aproximadamente.

Se analizaron distintas condiciones operativas, con el objetivo de maximizar la capacidad disponible en la nueva S/E Seccionadora, sin generar sobrecargas en el resto del sistema, consiguiendo un máximo estimado de 15 MVA disponibles en la nueva S/E Seccionadora en el 2025, considerando la alimentación de las SS/EE El Espino, Combarbalá, Punitaqui desde S/E Ovalle. Sin embargo, las cargabilidades de las líneas en la zona alcanzan un 98% aproximadamente en ese año.

Análisis comparativo de capacidad de líneas

Tanto las líneas de 1x110 kV Choapa – Illapel y el circuito número 2 de la línea 2x110 kV El Peñón – Ovalle, se informan con conductor Cu 2/0 y con capacidades alrededor de un 60% inferiores a otras líneas con características similares.

Por otro lado, el circuito número 1 de El Peñón – Ovalle se informa con conductor Penguin, con capacidades similares al del circuito número 2, por lo que se comparó igualmente con líneas referenciales con conductor Cu 2/0.

La comparación realizada de las capacidades de las líneas consistió en utilizar los flujos esperados de las líneas estudiadas en el horizonte 2019 - 2025, y calcular las cargabilidades considerando las capacidades de cada una de las líneas de referencia.

Las capacidades informadas disponibles en el Coordinador al momento del análisis son las indicadas en la siguiente tabla.

Tabla 6-8 Corrientes Máximas por Temperatura, Líneas bajo análisis

Línea	Con Sol 10°C	Con Sol 15°C	Con Sol 20°C	Con Sol 25°C	Con Sol 30°C	Con Sol 35°C	Con Sol 40°C	Con Sol 45°C
1x110 kV Choapa - Illapel	0,256	0,245	0,233	0,221	0,208	0,193	0,178	0,161
1x110 kV Ovalle - El Peñón C2	0,289	0,277	0,264	0,251	0,237	0,222	0,205	0,187
1x110 kV Ovalle - El Peñón C1	0,287	0,275	0,263	0,25	0,236	0,221	0,204	0,186

Las líneas de referencia utilizadas en la comparación se muestran en la Tabla 6-9.

Tabla 6-9 Corrientes Máximas por Temperatura, Líneas de referencia

Línea	Con Sol 10°C	Con Sol 15°C	Con Sol 20°C	Con Sol 25°C	Con Sol 30°C	Con Sol 35°C	Con Sol 40°C	Con Sol 45°C
CHOAPA - QUERO 110KV C1	0,295	0,283	0,269	0,255	0,239	0,223	0,205	0,185
CASAS VIEJAS - MARBELLA 110KV C1	0,295	0,283	0,269	0,255	0,240	0,223	0,206	0,186

Línea	Con Sol 10°C	Con Sol 15°C	Con Sol 20°C	Con Sol 25°C	Con Sol 30°C	Con Sol 35°C	Con Sol 40°C	Con Sol 45°C
CARDONES - COPIAPO 110KV C1	0,325	0,31	0,295	0,279	0,262	0,244	0,223	0,201
VALLÉNAR - EL EDEN 110KV C1	0,365	0,344	0,322	0,298	0,272	0,243	0,209	0,17
TAP PLACERES - PLACERES 110KV C1	0,416	0,399	0,381	0,361	0,341	0,319	0,295	0,270
LO AGUIRRE - LO PRADO 110KV C2	0,414	0,396	0,377	0,357	0,335	0,3118	0,286	0,258

A continuación, se muestra la comparación de las capacidades de las líneas antes descritas, bajo los flujos estimados en el horizonte 2019 – 2025 en la línea 2x110 kV Ovalle – El Peñón.

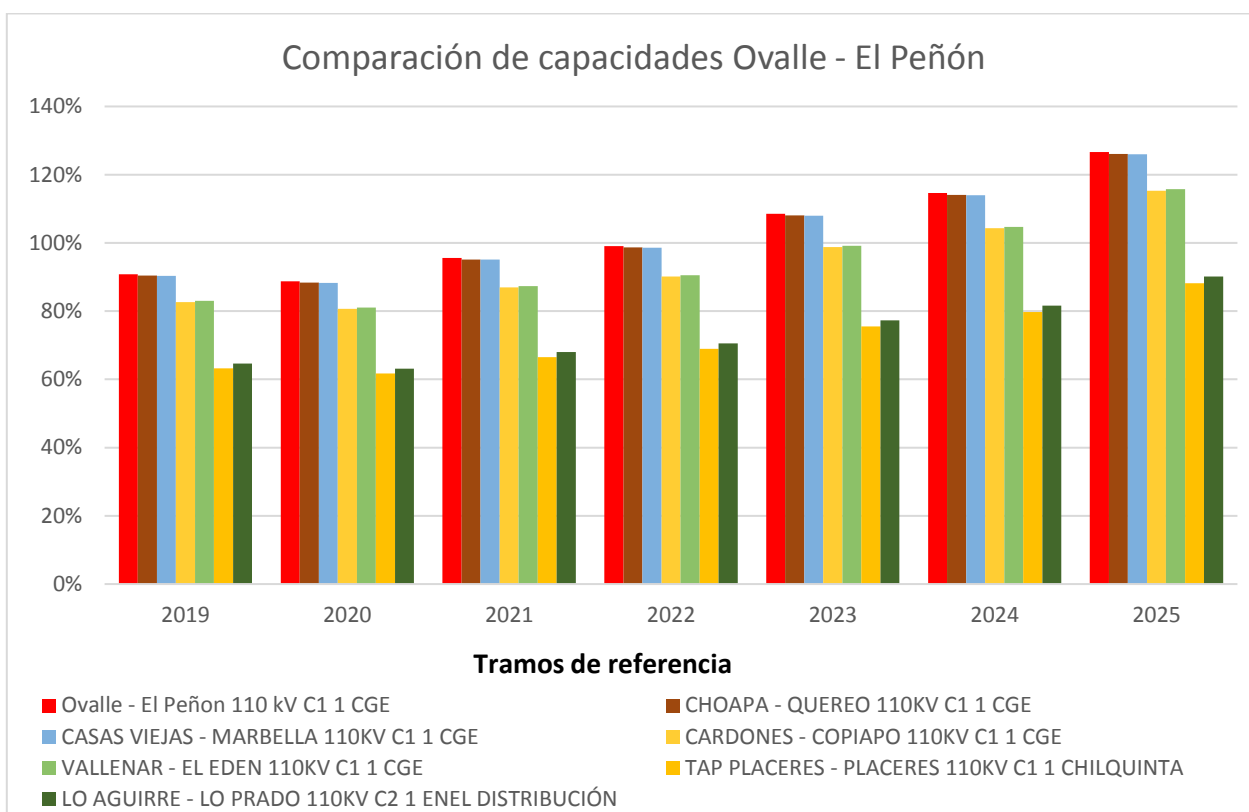


Figura 6.6 Comparación de Capacidades, Línea Ovalle – El Peñón

De esta figura es posible observar que al utilizar las capacidades de líneas que poseen el mismo conductor, se obtienen cargabilidades de hasta un 64%, siendo un 38% menores que con las capacidades informadas en la línea en cuestión.

Por los motivos señalados en este análisis, se solicitará a la empresa CGE la disposición de la información técnica detallada de las líneas mencionadas para identificar las limitaciones reales de capacidad.

A continuación, se muestra la comparación de las capacidades de las líneas antes descritas, bajo los flujos estimados en el horizonte 2019 – 2025 en la línea 1x110 kV Illapel – Choapa.

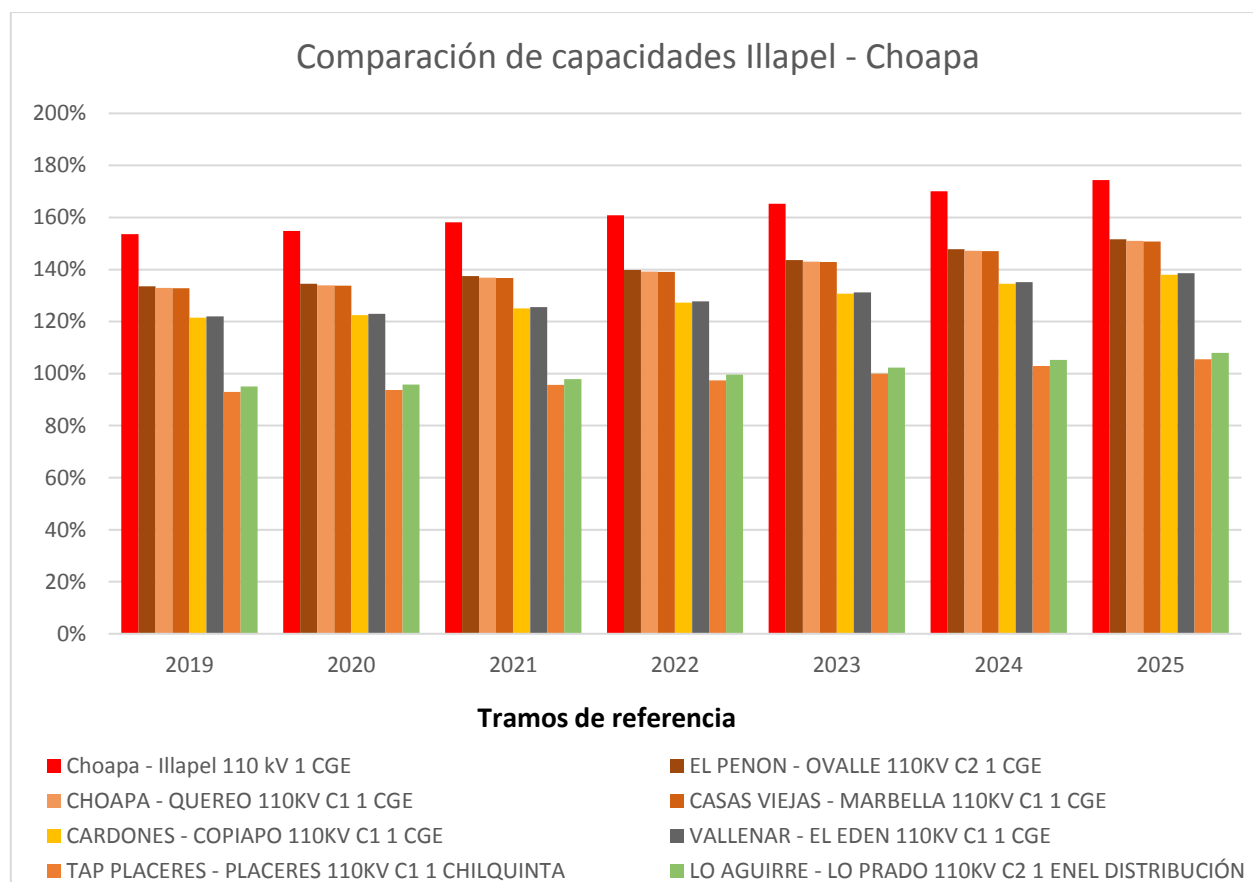


Figura 6.7 Comparación de Capacidades, Línea Illapel - Choapa

De esta figura es posible observar que al utilizar las capacidades de líneas que poseen el mismo conductor, se obtienen cargabilidades de hasta un 106%, siendo un 69% menores que con las capacidades informadas en la línea en cuestión.

Además, en el Decreto Exento N° 418 del 2017, se establece el refuerzo de un tramo de la línea 1x110 kV Choapa – Illapel de aproximadamente 1,1 km de longitud, utilizando un conductor AAAC Cairo, el cual, según otras líneas de referencia, puede tener una capacidad entre un 30% y un 77% superior a las capacidades referenciales del conductor Cu 2/0. Sin embargo, bajo los análisis expuestos, será necesario el refuerzo del resto de la línea, ya que el conductor Cu 2/0 se verá sobrepasado bajo la condición actual.

Por otro lado, en la Resolución Exenta N° 14 del año 2019, se encuentra el proyecto “Aumento de capacidad línea 1X110 kV Choapa – Illapel”, el cual consiste en el cambio del conductor de la línea en cuestión, por uno de al menos 90 MVA a 35°C con sol, con la cual se estima una cargabilidad máxima del 92% en el 2038.

6.2.3 ANÁLISIS ZONA QUILLOTA – MARBELLA

A continuación, se muestra el análisis comparativo de la capacidad de la línea 1x110 kV Quillota – Marbella, debido a los resultados obtenidos en el diagnóstico y en consideración de la obra propuesta por CGE “LT 1x110 kV Quillota-Marbella: Aumento de capacidad de transporte”.

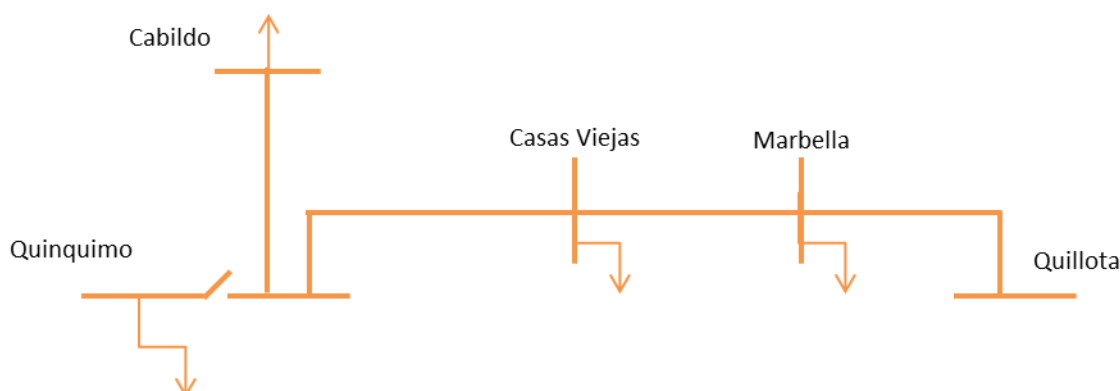


Figura 6.8 Diagrama Unilineal Simplificado, Zona Quillota - Marbella

Las capacidades informadas disponibles en el Coordinador al momento del análisis son las indicadas en la siguiente tabla.

Tabla 6-10 Corrientes Máximas por Temperatura, Líneas de la zona en análisis

Línea	Con Sol 10°C	Con Sol 15°C	Con Sol 20°C	Con Sol 25°C	Con Sol 30°C	Con Sol 35°C	Con Sol 40°C	Con Sol 45°C
1x110 kV Quillota - Marbella 110	0,256	0,245	0,233	0,221	0,208	0,193	0,178	0,161

Las líneas de referencia utilizadas en la comparación se muestran en la Tabla 6-11.

Tabla 6-11 Corrientes Máximas por Temperatura, Líneas de referencia

Línea	Con Sol 10°C	Con Sol 15°C	Con Sol 20°C	Con Sol 25°C	Con Sol 30°C	Con Sol 35°C	Con Sol 40°C	Con Sol 45°C
EL PENON - OVALLE 110KV C2	0,256	0,245	0,233	0,221	0,208	0,193	0,178	0,161
CHOAPA - QUEROO 110KV C1	0,289	0,277	0,264	0,251	0,237	0,222	0,205	0,187
CASAS VIEJAS - MARBELLA 110KV C1	0,295	0,283	0,269	0,255	0,239	0,223	0,205	0,185
CARDONES - COPIAPO 110KV C1	0,295	0,283	0,269	0,255	0,240	0,223	0,206	0,186
VALLÉNAR - EL EDEN 110KV C1	0,325	0,310	0,295	0,279	0,262	0,244	0,223	0,201

Línea	Con Sol 10°C	Con Sol 15°C	Con Sol 20°C	Con Sol 25°C	Con Sol 30°C	Con Sol 35°C	Con Sol 40°C	Con Sol 45°C
TAP PLACERES - PLACERES 110KV C1	0,365	0,344	0,322	0,298	0,272	0,243	0,209	0,170
LO AGUIRRE - LO PRADO 110KV C2	0,416	0,399	0,381	0,361	0,341	0,319	0,295	0,270

Acorde a la información disponible actualmente de la capacidad de la línea 1x110 kV Quillota Marbella, se espera una cargabilidad del 106% en el 2025.

Por otro lado, CGE por medio de su propuesta informa que la línea se encuentra limitada por el tramo de 1 km que posee conductor Copperweld, por lo que su refuerzo por conductor de tipo AAAC Butte, permitiría igualar la capacidad a la del conductor Cu 2/0, correspondiente a 0,340 kA a 30°C. Sin embargo, a la fecha del presente análisis, la empresa CGE no ha informado al Coordinador que la línea en cuestión posea tramos con diferentes conductores.

Por estos motivos se solicitará a la empresa CGE la disposición de la información técnica detallada de la línea 1x110 kV Quillota – Marbella.

A continuación, se muestra la comparación de las capacidades de las líneas antes descritas, bajo los flujos estimados en el horizonte 2019 – 2025 en la línea 1x110 kV Quillota – Marbella.

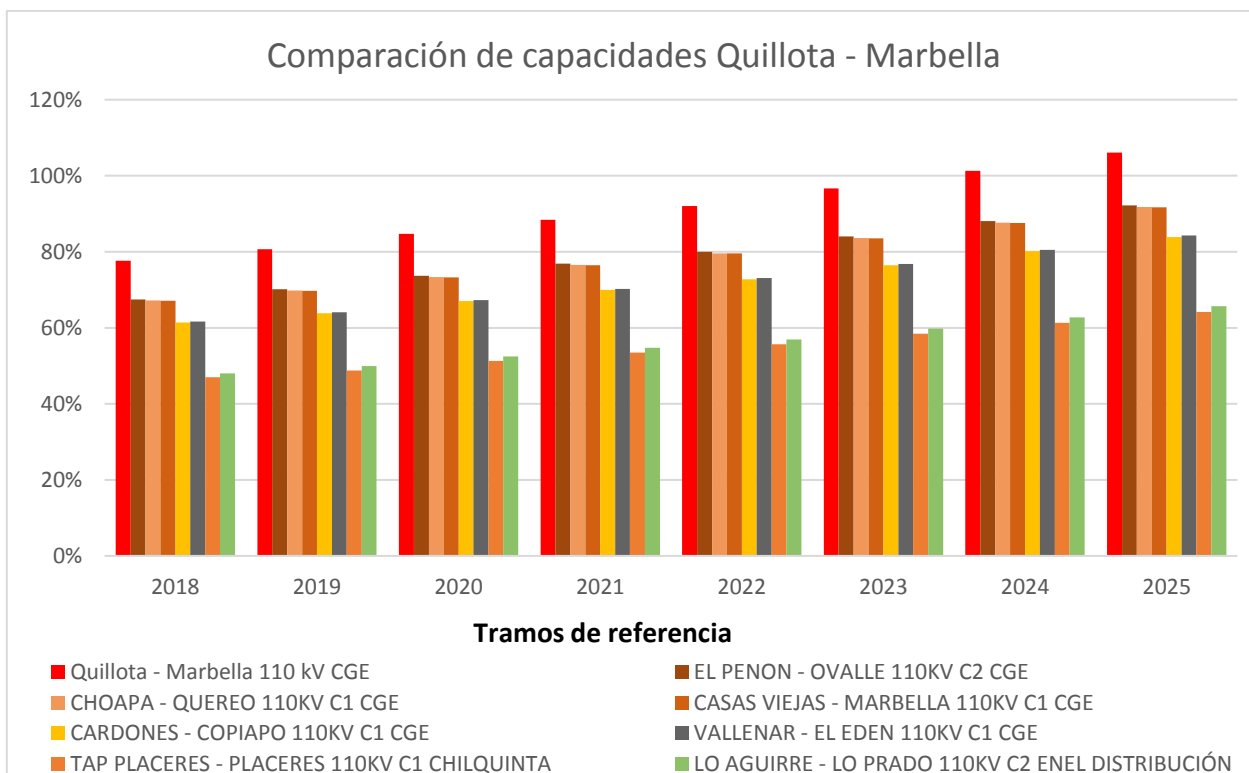


Figura 6.9 Comparación de Capacidades, Zona Quillota - Marbella

De esta figura es posible observar que al utilizar las capacidades de líneas que poseen el mismo conductor, se obtienen cargabilidades de hasta un 64%, siendo un 42% menores que con las capacidades informadas en la línea en cuestión.

De esta forma, en base a las líneas de referencia es posible estimar que la capacidad del conductor Cu 2/0 podría abastecer los crecimientos de los consumos permitiendo mantener una cargabilidad máxima estimada por debajo del 70% en el 2025.

6.2.4 ANÁLISIS DE CAPACIDAD REQUERIDA

A continuación, se presentan los valores de capacidad requerida obtenidos para establecer las soluciones a las problemáticas detectadas a través del diagnóstico presentado.

Con el objetivo de plantear soluciones que proporcionen holgura en el largo plazo, se utilizaron las proyecciones de demanda hasta el año 2038, con las cuales se establecieron las capacidades totales requeridas para mantener una cargabilidad máxima estimada del 85% en cada caso, en un horizonte de 20 años.

6.2.4.1 Transformadores AT/MT

Considerando lo anteriormente expuesto, se consideró la potencia ya instalada en cada subestación, indicando las capacidades adicionales para mantener una cargabilidad estimada del 85% máximo en el 2038, para todos los equipos de transformación.

Tabla 6-12 Capacidad de Transformación Adicional Requerida, Zona Diego de Almagro - Quillota

Transformador	Capacidad [MVA]	2019	2025	2038	Capacidad total requerida [MVA]	Capacidad adicional requerida [MVA]
MARQUESA 66/MT 25 MVA T1	25	76%	102%	152%	38	20
MONTE PATRIA 66/MT 10 MVA T2	10	85%	114%	169%	17	10
QUÍNQUIMO 110/MT 20 MVA T1	20	84%	106%	149%	30	15
CABILDO 110/MT 30 MVA T1	30	80%	101%	142%	43	20
OVALLE 66/MT 30 MVA T1	30	65%	87%	129%	79	33
OVALLE 66/MT 30 MVA T2	30	68%	90%	134%	79	33

Para el caso de S/E Marquesa, se considera que la nueva S/E Damascal, incluida en la Resolución Exenta N° 14 del 2019, la cual incluye un transformador de 30 MVA que solucionaría los problemas detectados.

6.2.4.2 Transformadores AT/AT

En esta zona no se identificaron necesidades asociadas a transformadores AT/AT.

6.2.4.3 Líneas de Transmisión

Para el caso de líneas de transmisión, se especifica la capacidad requerida para mantener una cargabilidad máxima estimada de 85% en el 2038.

Tabla 6-13 Capacidad requerida en Líneas de Transmisión, Zona Diego de Almagro - Quillota

Línea	T°C	Capacidad kA	2019	2025	2038	Capacidad requerida [MVA]
Choapa - Illapel 110 kV	35	0,193	154%	174%	225%	97
Quillota - Marbella 110 kV	30	0,193	86%	113%	163%	71

6.2.5 S/E MONTE PATRIA

La subestación Monte Patria se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de Coquimbo.



Figura 6.10 Subestación Monte Patria, Vista Aérea

Actualmente la subestación es abastecida desde la línea 2x66 kV Monte Patria – Ovalle de 31 km aproximadamente, la cual cuenta con una capacidad límite de 32 MVA a 25 °C por circuito. Esta S/E

está conformada por un patio de 66 kV, uno de 23 kV y uno de 13,2 kV, los que son conectados a través de 2 transformadores AT/MT de 10 MVA.

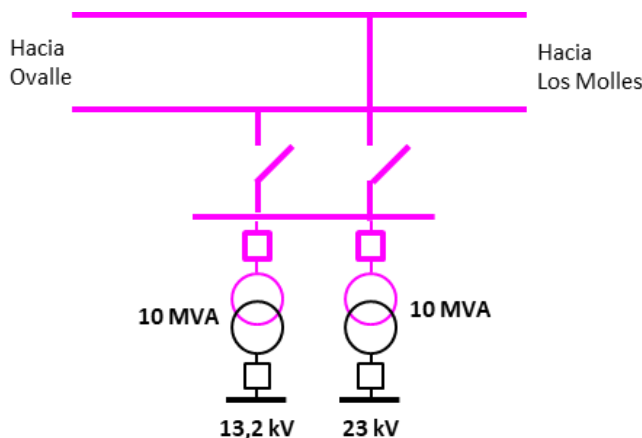


Figura 6.11 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Monte Patria

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Monte Patria se cargará por sobre el 100% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

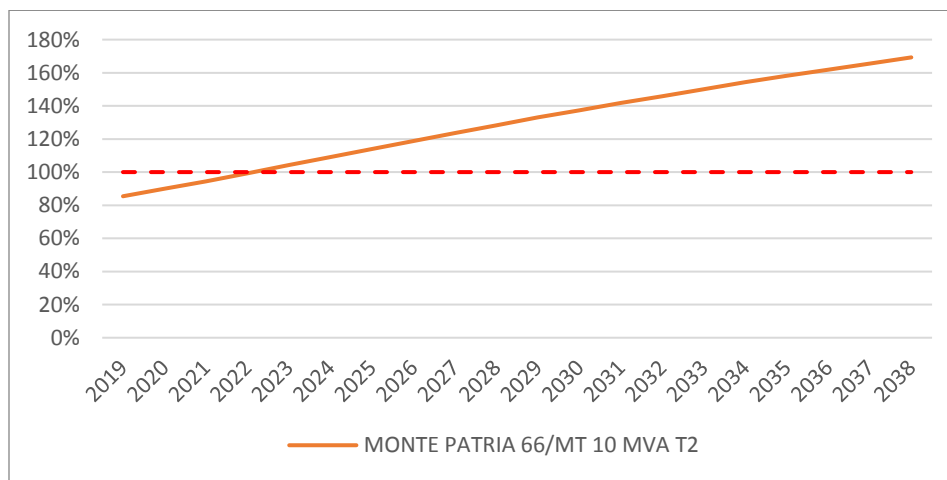


Figura 6.12 Cargabilidad Transformador de Subestación Monte Patria

Bajo los análisis indicados anteriormente, se requiere una capacidad de transformación adicional de 10 MVA para mantener una cargabilidad máxima estimada del 85% hasta el 2038.

Por los motivos indicados, se recomienda la instalación de un segundo transformador de 10 MVA en la S/E Monte Patria, el cual permitirá mantener cargabilidades estimadas inferiores al 85% al 2038, y además mantener un respaldo del 59% de la cargabilidad máxima estimada en el 2038, ante la falla de un transformador.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/23 kV de 10 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. Se ampliará el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. El patio de 23 kV se conformará igual al existente en la subestación y será acoplado a éste. Además, 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 6-14 Valorización de obra de Nuevo Transformador en S/E Monte Patria

Ítem	Descripción	Costo Total Miles De US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	1.087
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	239
3	SUB TOTAL CONTRATO	1.326
4	COSTO TOTAL PROYECTO	1.545

6.2.6 S/E QUINQUIMO

La Subestación Quinquimo se encuentra ubicada en la comuna de Papudo, la cual pertenece a la Región de Valparaíso.



Figura 6.13 Subestación Quinquimo, Vista Aérea

Actualmente la subestación es abastecida desde la línea 1x110 kV Choapa – Quinquimo de 62 km aproximadamente, la cual cuenta con una capacidad límite de 42 MVA a 25 °C. Adicionalmente, es posible enmallar la subestación desde la línea 1x110 kV Quinquimo – Casas Viejas, sin embargo, no es posible abastecer únicamente desde esta línea, debido a que se encuentra limitada por la capacidad de las líneas entre S/E Casas Viejas y S/E Quillota.

Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV y uno de 23 kV, los que son conectados a través de 1 transformador AT/MT de 20 MVA.

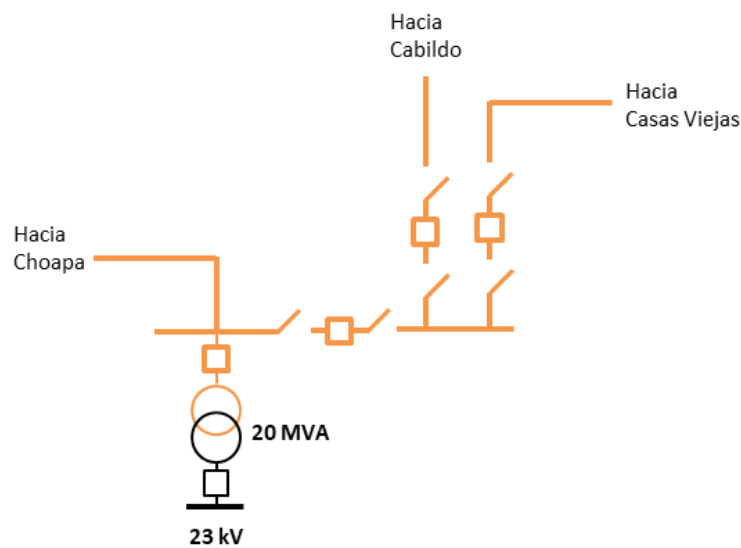


Figura 6.14 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Monte Patria

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Quinquimo se cargará por sobre el 100% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

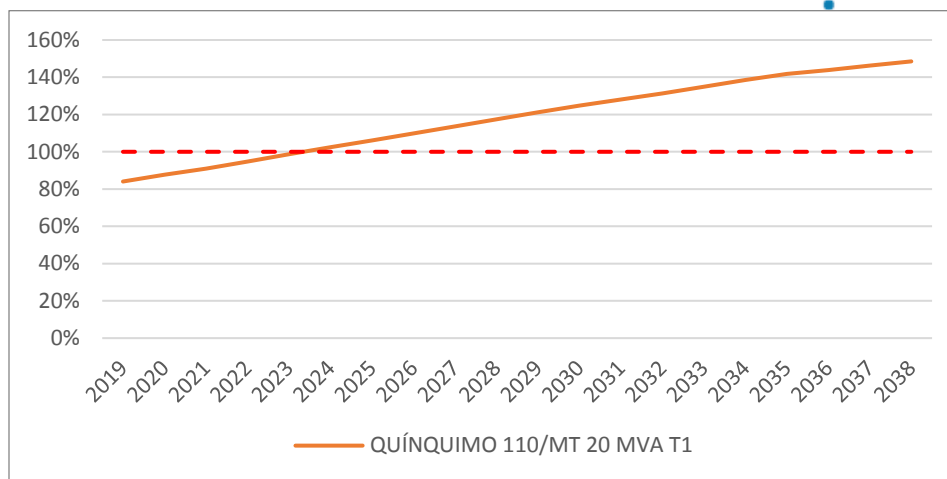


Figura 6.15 Cargabilidad Transformador Subestación Quinquimo

Bajo los análisis indicados anteriormente, se requiere una capacidad de transformación adicional de 15 MVA para mantener una cargabilidad máxima estimada del 85% hasta el 2038.

Por los motivos indicados, se recomienda la instalación de un segundo transformador de 20 MVA en la S/E Quinquimo, el cual permitirá mantener cargabilidades estimadas inferiores al 85% al 2038, y además mantener un respaldo del 67% de la cargabilidad máxima estimada en el 2038, ante la falla de un transformador.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 110/23 kV de 20 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. Se ampliará el patio de 110 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. El patio de 23 kV se conformará igual al existente en la subestación y será acoplado a éste. Además, se deberá considerar al menos 2 posiciones disponibles para futuras conexiones de alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la Tabla 6-15.

Tabla 6-15 Valorización de obra de Nuevo Transformador en S/E Quinquimo

Ítem	Descripción	Costo Total (Miles De US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	1.483
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	326
3	SUB TOTAL CONTRATO	1.809
4	COSTO TOTAL PROYECTO	2.108

6.2.7 S/E CABILDO

La Subestación Cabildo se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de Valparaíso.



Figura 6.16 Subestación Cabildo, Vista Aérea

Actualmente la subestación es abastecida desde la línea 1x110 kV Quinquimo – Cabildo de 29 km aproximadamente, la cual cuenta con una capacidad límite de 72 MVA a 25 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV y uno de 23 kV, los que son conectados a través de 1 transformador AT/MT de 30 MVA, con la existencia de un transformador de 13 MVA de reserva.

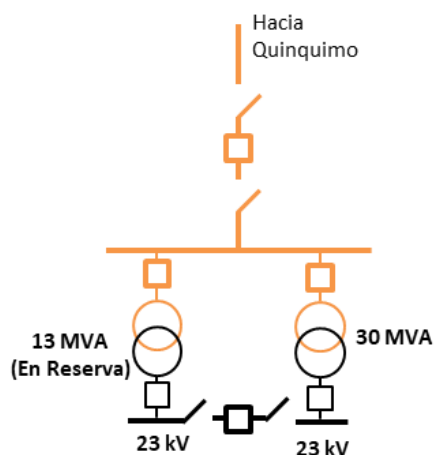


Figura 6.17 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Cabildo

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Cabildo se cargará por sobre el 100% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

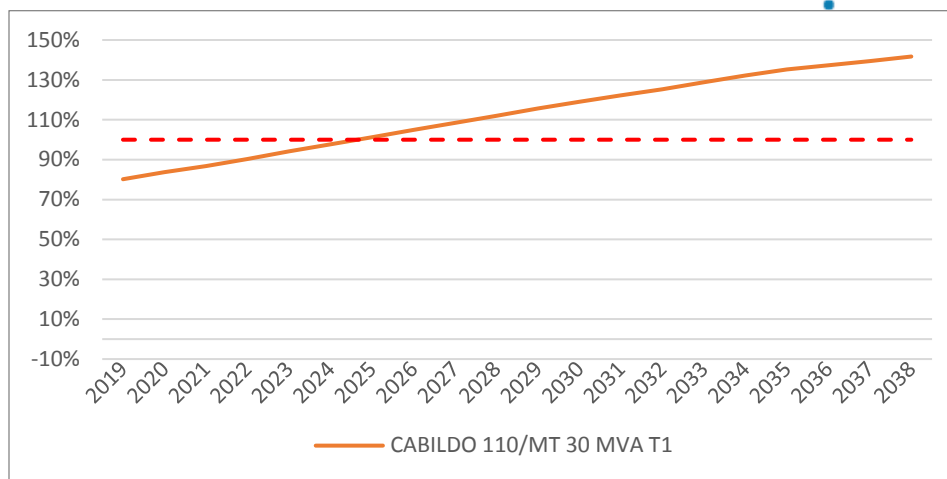


Figura 6.18 Cargabilidad Transformador Subestación Cabildo

Bajo los análisis indicados anteriormente, se requiere una capacidad de transformación adicional de 20 MVA para mantener una cargabilidad máxima estimada del 85% hasta el 2038.

Por otro lado, el transformador en reserva de 13 MVA de S/E Cabildo permitirá tener una cargabilidad estimada bajo el 85% hasta el 2030, y bajo el 100% hasta en el 2038.

Por las razones indicadas, se recomienda la habilitación del transformador de 13 MVA, que actualmente se encuentra en reserva, para tomar parte de los consumos conectados a la S/E Cabildo, lo que permitiría mantener cargabilidades estimadas bajo el 75% en el 2025, y bajo el 100% al 2038.

6.2.8 S/E OVALLE

La Subestación Ovalle se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de Coquimbo.



Figura 6.19 Subestación Ovalle, Vista Aérea

Actualmente la subestación es abastecida desde la línea 2x110 kV El Peñón – Ovalle de 67 km aproximadamente, la cual cuenta con una capacidad límite de 48 MVA a 25 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV, uno de 66 kV, y uno de 23 kV. Los patios de 110 kV y 66 kV son conectados por medio de 2 transformadores AT/AT de 60 MVA, mientras que los patios de 66 kV y 23 kV son conectados a través de 2 transformadores AT/MT de 30 MVA.

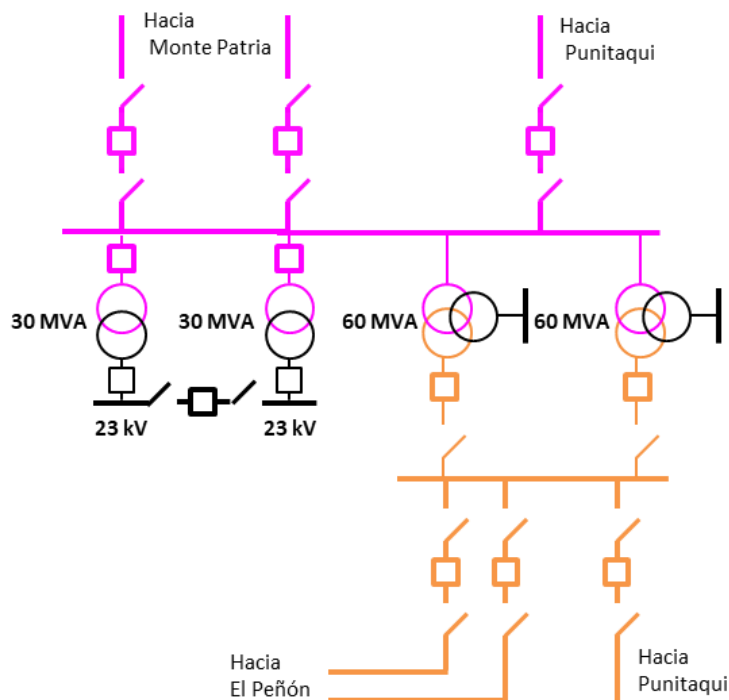


Figura 6.20 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Ovalle

Del diagnóstico desarrollado se identifica que los transformadores AT/MT de la subestación Ovalle se cargarán por sobre el 85% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

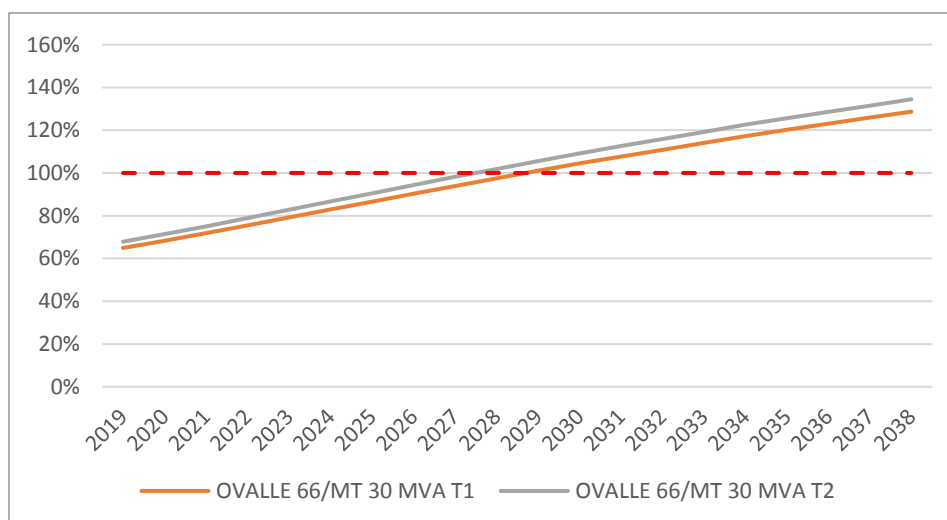


Figura 6.21 Cargabilidad Transformadores Subestación Ovalle

Bajo los análisis indicados anteriormente, se requiere una capacidad de transformación adicional de 33 MVA para mantener una cargabilidad máxima estimada del 85% hasta el 2038.

Por los motivos indicados y considerando el estándar actual de la subestación, se recomienda la instalación de un segundo transformador de 30 MVA en la S/E Ovalle, el cual permitirá mantener cargabilidades estimadas inferiores al 88% al 2038, y además mantener un respaldo del 76% de la cargabilidad máxima estimada en el 2038, ante la falla de un transformador.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un tercer transformador 110/23 kV de 30 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. Se ampliará el patio de 110 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. El patio de 23 kV se conformará igual al existente en la subestación y será acoplado a éste. Además, 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 6-16 Valorización de obra de Nuevo Transformador en S/E Ovalle

Ítem	Descripción	Costo Total Miles De US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO	1.443
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	317
3	SUB TOTAL CONTRATO	1.760
4	COSTO TOTAL PROYECTO	2.050

6.2.9 LÍNEA 1X110 KV CHOAPA – ILLAPEL

La línea 1x110 kV Choapa – Illapel se encuentra en la Región de Coquimbo, en el sector de Choapa.

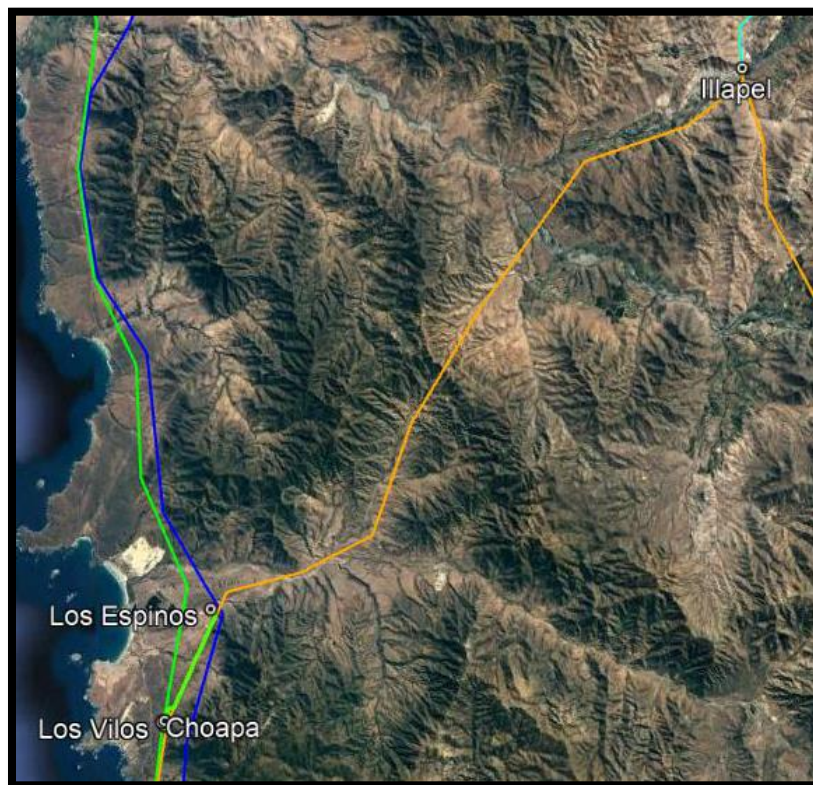


Figura 6.22 Línea 1x110 kV Choapa - Illapel, Vista Aérea

La línea posee una longitud de 50 km aproximadamente y el conductor informado es de tipo Cu 2/0 con una capacidad de 42 MVA a 25 °C. Actualmente esta línea abastece los consumos y líneas conectadas a S/E Illapel.

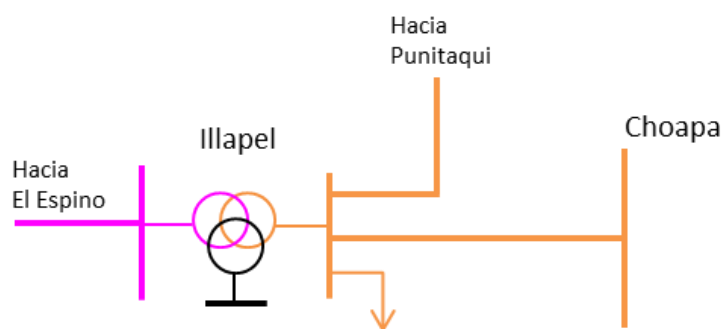


Figura 6.23 Diagrama Unilineal Simplificado, Zona Illapel - Choapa

Las capacidades informadas por la empresa y las temperaturas utilizadas en el análisis son las presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 6-17 Capacidades por Temperatura, Línea 1x110 kV Línea Choapa - Illapel

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
Choapa - Illapel	35 °C	0,193	25 °C	0,221	30 °C	0,208	15 °C	0,245

Como se indicó en el análisis específico realizado en esta zona, en la obra Subestación Seccionadora Línea 1x110 kV Ovalle – Illapel, indicada en la Resolución Exenta N° 772 del 2018, se espera la conexión de un proyecto de consumo de 35 MVA en el 2019, el cual afectará directamente la cargabilidad de la línea 1x110 kV Choapa – Illapel.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 1x110 kV Choapa – Illapel se cargará por sobre el 170% en el transcurso de los próximos cinco años, cuyo escenario de mayor exigencia se manifiesta durante el periodo de verano.

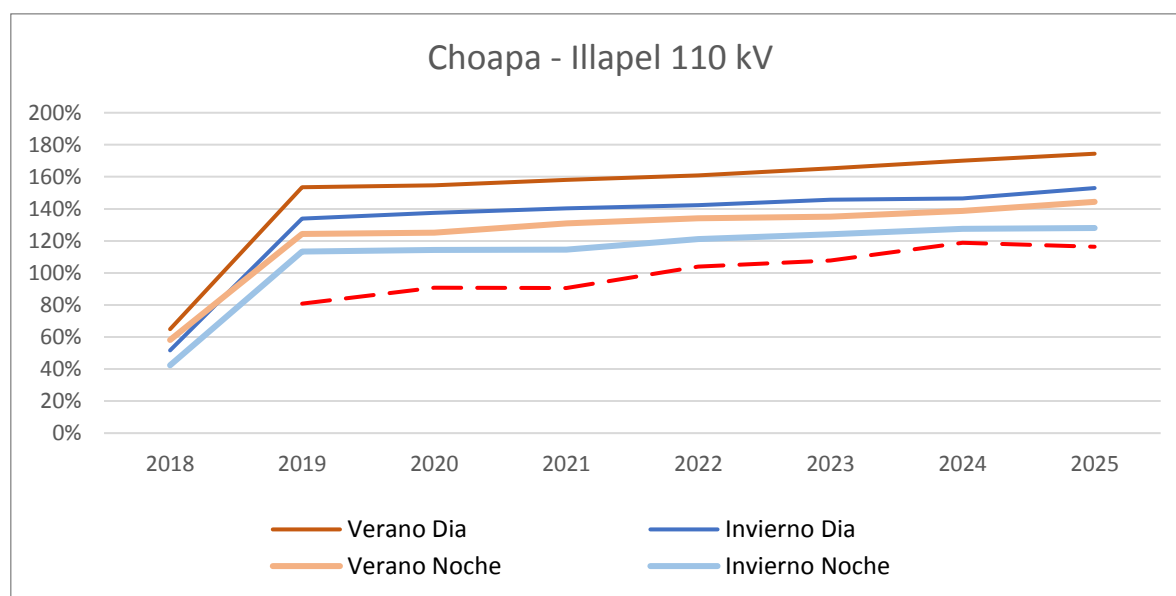


Figura 6.24 Cargabilidad Línea 1x110 kV Choapa - Illapel

Por otro lado, los análisis específicos de esta línea indican que la capacidad informada es un 60% menor que las capacidades de características similares. Además, en el Decreto Exento N° 418 del 2017, se establece el refuerzo de un tramo de la línea 1x110 kV Choapa – Illapel de aproximadamente 1,1 km de longitud, utilizando un conductor AAAC Cairo, que, según otras líneas de referencia, puede tener una capacidad entre un 30% y un 77% superior a las capacidades referenciales del conductor Cu 2/0. Sin embargo, utilizando las capacidades de líneas referenciales para el conductor Cu 2/0, se seguirían obteniendo cargabilidades sobre el 100% en los próximos 5 años.

Bajo los análisis indicados anteriormente, se requiere una capacidad de transmisión de 97 MVA para mantener una cargabilidad máxima estimada del 85% hasta el 2038, esto corresponde a 0,511 kA a 35 °C.

Además, en la Resolución Exenta N° 14 del año 2019, se encuentra el proyecto “Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Choapa – Illapel” el cual consiste en el cambio del conductor de la línea en cuestión, por uno de al menos 90 MVA a 35°C con sol.

De no ser decretada la obra anteriormente indicada, se recomienda el aumento de la capacidad de transmisión de la línea 1x110 kV Choapa – Illapel de 49,8 km de longitud con conductor ACCC Helsinki.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x110 kV Choapa – Illapel de 49,82 kilómetros, por un conductor de al menos 97 MVA de capacidad a 35 °C.

El costo estimado de este proyecto se muestra en la Tabla 6-18.

Tabla 6-18 Valorización de obra de Refuerzo Línea 1x110 kV Choapa – Illapel

Ítem	Descripción	Costo Total (Miles De US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	4.332
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	563
3	SUB TOTAL CONTRATO	4.895
4	COSTO TOTAL PROYECTO	5.703

6.2.10 LÍNEA 1X110 KV QUILLOTA – MARBELLA

La línea 1x110 kV Quillota – Marbella se encuentra en la Región de Valparaíso, en el sector entre Quillota y Puchuncaví.

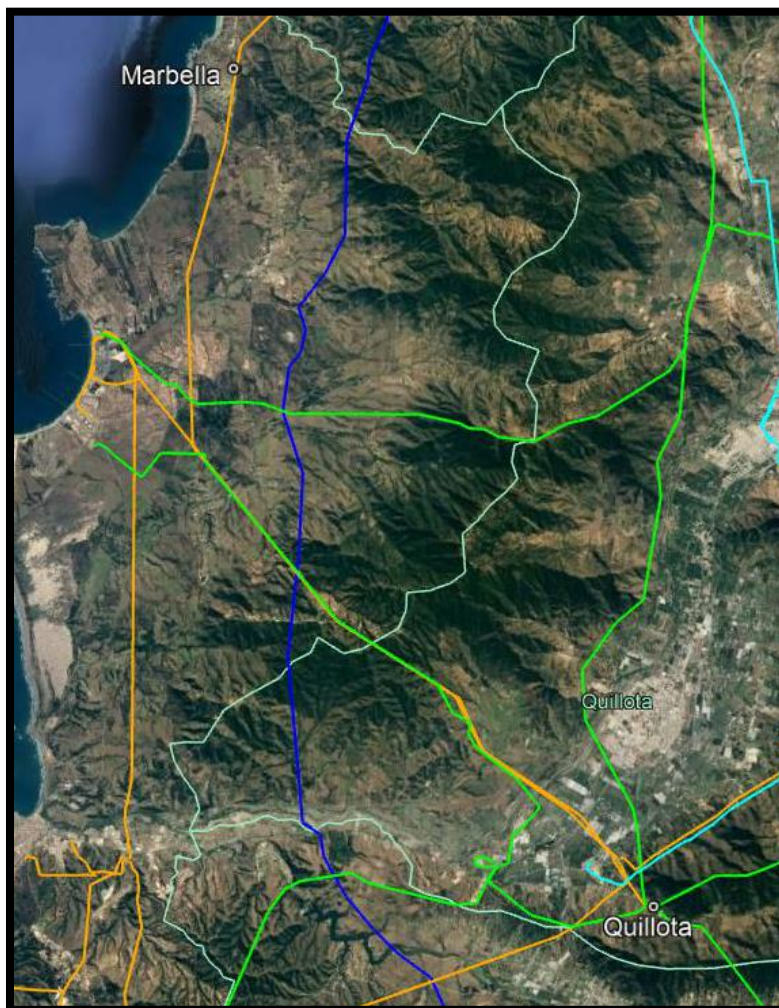


Figura 6.25 Línea 1x110 kV Quillota - Marbella, Vista Aérea

La línea posee una longitud de 41 km aproximadamente y el conductor informado es de tipo Cu 2/0 con una capacidad de 42 MVA a 25 °C. Actualmente esta línea abastece los consumos de S/E Marbella, S/E Casas Viejas y S/E Cabildo.

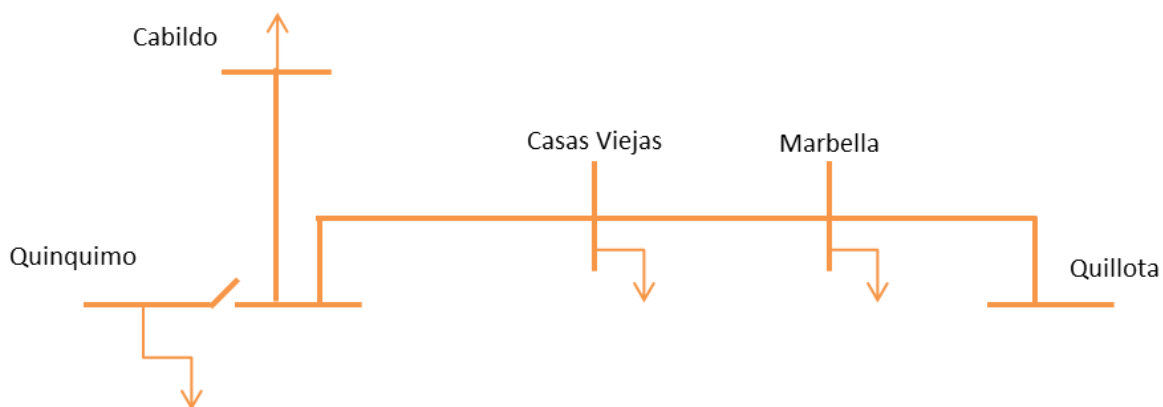


Figura 6.26 Diagrama Unilineal Simplificado, Zona Quillota - Marbella

Las capacidades informadas por la empresa y las temperaturas utilizadas en el análisis son las presentadas en la Tabla 6-19.

Tabla 6-19 Capacidades por Temperatura, Línea 1x110 kV Quillota - Marbella

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
Quillota - Marbella	30 °C	0,208	25 °C	0,221	25 °C	0,221	15 °C	0,245

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 1x110 kV Quillota – Marbella se cargará por sobre el 113% en el transcurso de los próximos cinco años, cuyo escenario de mayor exigencia se manifiesta durante el periodo de verano.

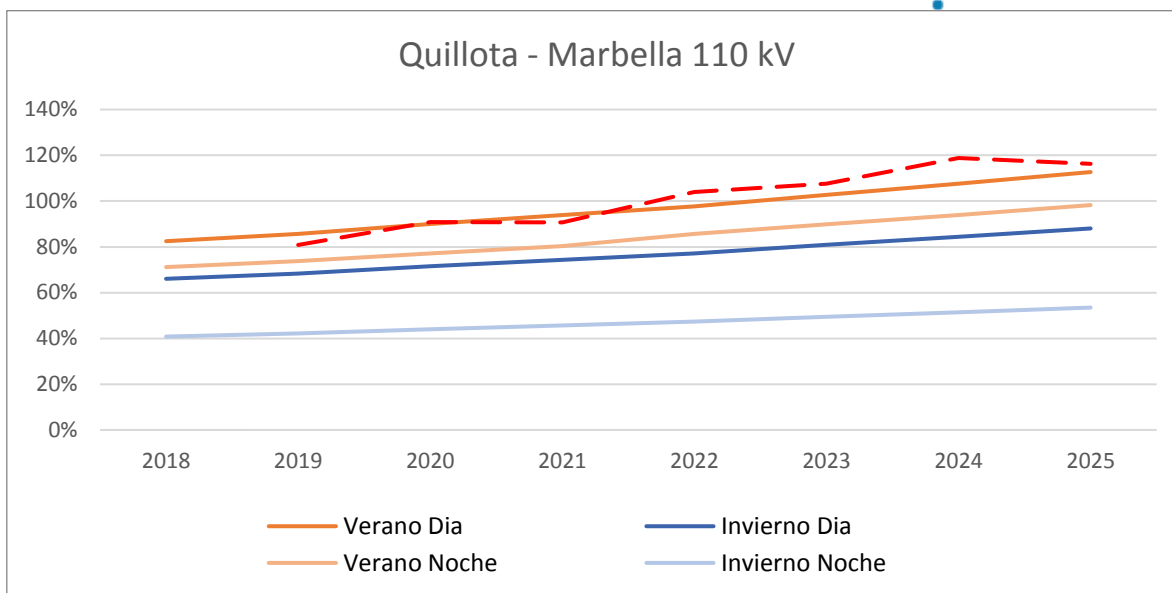


Figura 6.27 Cargabilidad Línea 1x110 kV Quillota - Marbella

Por otro lado, los análisis específicos de esta línea indican que la capacidad informada es un 60% menor que las capacidades de línea de características similares, lo cual es informado por CGE en su propuesta de transmisión “LT 1x110 kV Quillota-Marbella: Aumento de capacidad de transporte” enviada a la CNE, indicando que la línea se encuentra limitada por el tramo de 1 km que posee conductor Copperweld, por lo que su refuerzo por conductor de tipo AAAC Butte, permitiría igualar la capacidad a la del conductor Cu 2/0, correspondiente a 0,340 kA a 30°C. Sin embargo, a la fecha de la presente propuesta, la empresa CGE no ha informado al Coordinador que la línea en cuestión posea tramos con diferentes conductores.

Por estos motivos se solicitará a la empresa CGE la disposición de la información técnica detallada de la línea 1x110 kV Quillota – Marbella.

De esta forma, en base a las líneas de referencia del análisis específico, es posible estimar que la capacidad del conductor Cu 2/0 podría abastecer los crecimientos de los consumos permitiendo mantener una cargabilidad máxima estimada por debajo del 70% en el 2025 y de un 93% en el 2038.

Por estos motivos, se recomienda el aumento de capacidad de transmisión del tramo de 1 km de la línea 1x110 kV de 40 km Quillota – Marbella, que se encuentra actualmente con conductor Copperweld, según lo informado por CGE en su propuesta y sujeto a la confirmación de información técnica, para ser reemplazado con conductor AAAC Butte.

El proyecto consiste en el cambio de conductor del tramo de 1 km de la línea 1x110 kV Quillota – Marbella de 41 kilómetros, por un conductor de al menos 60 MVA de capacidad a 30 °C.

El costo estimado de este proyecto se muestra en la Tabla 6-20.

Tabla 6-20 Valorización de obra de Refuerzo Línea 1x110 kV Quillota - Marbella

Ítem	Descripción	Costo Total (Miles De US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	169
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	22
3	SUB TOTAL CONTRATO	191
4	COSTO TOTAL PROYECTO	223

6.3 ZONA QUINTA REGIÓN

6.3.1 S/E ALGARROBO NORTE

La Subestación 66/12 kV Las Balandras se encuentra ubicada en la comuna de Casablanca, la cual pertenece a la Región de Valparaíso.



Figura 6.28 Ubicación de S/E Algarrobo 66/12 kV

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 2x66 kV Laguna Verde - Tap Algarrobo de longitud 27 [km], la capacidad de la línea es de 25 [MVA] a 25 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV y uno de 12 kV, la subestación cuenta con 1 transformador de poder de 7 [MVA], de nivel de tensión 66/12 kV y capacidad 7 [MVA], que abastece a los clientes regulados y libres del sector.

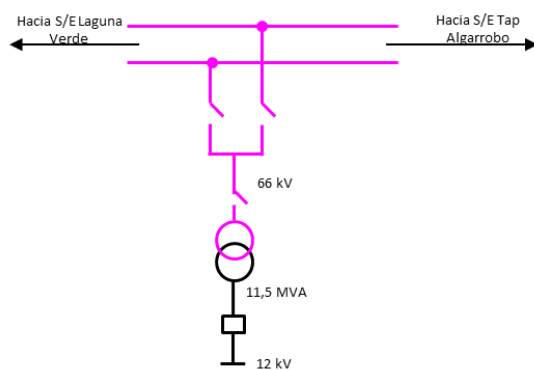


Figura 6.29 Diagrama Unilineal Simplificado S/E Algarrobo Norte.

Del análisis desarrollado, se identifica que la S/E Algarrobo Norte no presenta compromiso de abastecimiento de la demanda, sin embargo, de acuerdo con información de desarrollo inmobiliario de la zona norte de Algarrobo, se identifica un crecimiento de segunda vivienda, el cual, para las dimensiones del sistema del litoral genera requerimiento de infraestructura, como por ejemplo aumento de capacidad para esta subestación.

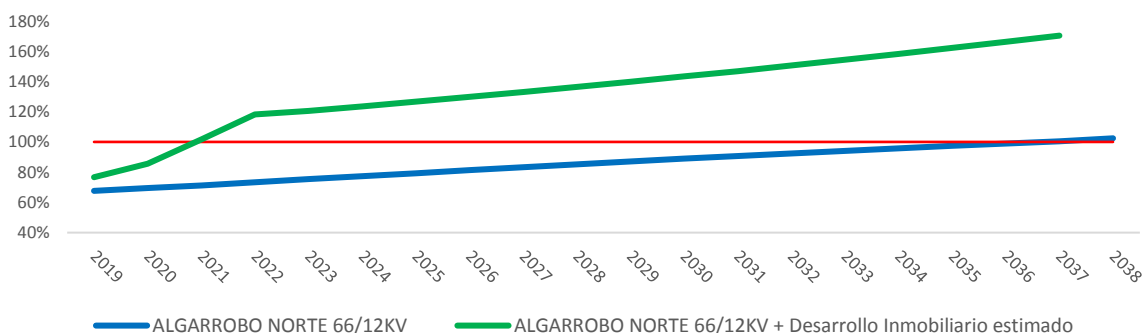


Figura 6.30 Proyección de Cargabilidad S/E Algarrobo Norte

Por este motivo se propone el proyecto de “Nueva Unidad 66/12,5 kV – 20 MVA S/E Algarrobo Norte”, con las respectivas adecuaciones en paños de ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. El actual transformador de 7 [MVA], se debe mantener como reserva para esta subestación. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla, indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán ratificados en la ingeniería conceptual.

Tabla 6-21: Valorización estimada de Nueva Unidad 66/12,5 kV – 20 MVA S/E Algarrobo Norte

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	COSTO DIRECTOS	1584
2	COSTO INDIRECTOS	349
3	SUB TOTAL CONTRATO	1.933
4	COSTO TOTAL PROYECTO	2.252

6.3.2 S/E LAS BALANDRAS

La Subestación 66/12 kV Las Balandras se encuentra ubicada en la comuna del Quisco, la cual pertenece a la Región de Valparaíso.



Figura 6.31 Ubicación de S/E Las Balandras 66/12 kV

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 1x66 kV Tap Algarrobo – Las Balandras de 13.7 [km], la capacidad de la línea es de 25 [MVA] a 25 °C. Esta S/E está conformada

por un patio de 66 kV y uno de 12 kV, la subestación cuenta con 1 transformador de poder de 12 [MVA] y otro de reserva de 11 [MVA], de nivel de tensión 110/12 kV y capacidad 25 [MVA], que abastece a los clientes regulados y libres del sector.

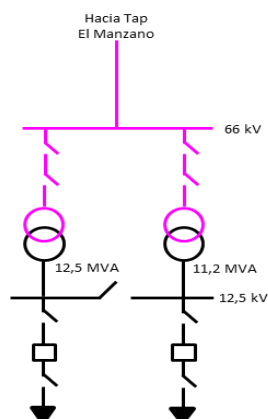


Figura 6.32 Diagrama Unilineal Simplificado S/E Las Balandras.

Del análisis desarrollado, se identifica que la S/E Las Balandras no presenta compromiso de abastecimiento de la demanda, sin embargo, se observa que la unidad 66/12 kV de esta instalación presentan una cargabilidad mayor el 85% en el periodo 2019 – 2025, con lo cual la suficiencia y holgura se ven comprometida en el corto y mediano plazo.

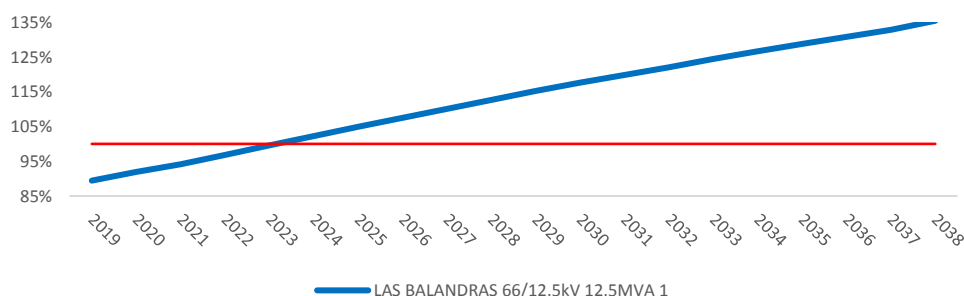


Figura 6.33 Proyección de Cargabilidad Transformador de S/E Las Balandras

Por este motivo se propone el proyecto de habilitar la unidad de reserva de esta subestación, con las respectivas adecuaciones en paños de ambos niveles de tensión. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla, indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán ratificados en la ingeniería conceptual.

Tabla 6-22 Valorización estimada de Habilidad Transformador de reserva S/E Las Balandras

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	COSTO DIRECTOS	130
2	COSTO INDIRECTOS	30
3	SUB TOTAL CONTRATO	160
4	COSTO TOTAL PROYECTO	199

6.4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

6.4.1 SUBESTACIONES SECTOR CENTRO ORIENTE: VITACURA – APOQUINDO -LA REINA

Se define la zona centro oriente, a aquella que es abastecida principalmente por las subestaciones Vitacura, Alonso de Córdova, Apoquindo, Los Andes y La Reina. Debido al crecimiento inmobiliario principalmente del sector oficina y luego de residencia, se ha ocasionado un déficit en el abastecimiento de la demanda en los periodos de mayor demanda para esta zona tanto en invierno como verano. La S/E Vitacura es el punto con mayor criticidad respecto al abastecimiento de la demanda y esto ha ocasionado que las subestaciones aledañas tomen carga a través de las redes de distribución y ocasione una merma en suficiencia y holgura, lo cual se ha tornado delicado para los periodos de mayor demanda en invierno y verano.

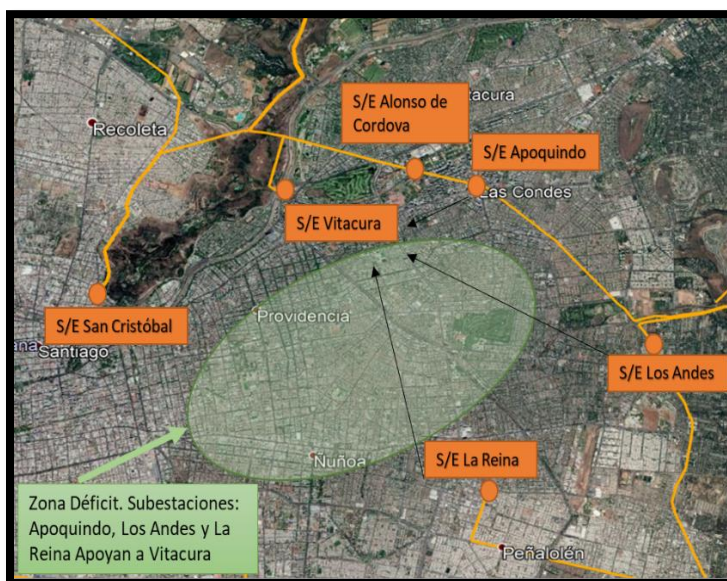


Figura 6.34 Zona Nororiente con déficit en abastecimiento de demanda Región Metropolitana

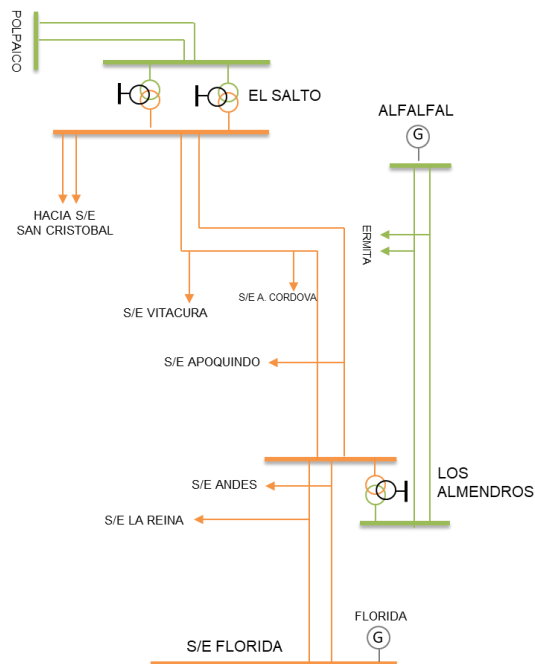


Figura 6.35 Diagrama esquemático de zona centro oriente de Santiago.

Los análisis de capacidad de las instalaciones de la zona centro oriente ratifican lo comentado anteriormente, la criticidad en el abastecimiento de los clientes regulados y libres de esta zona. Se debe indicar que los análisis estudian la capacidad en los transformadores de las subestaciones, lo cual no incluye las posibles restricciones operacionales en la red de distribución, que puedan acentuar los mostrado en la gráfica siguiente.

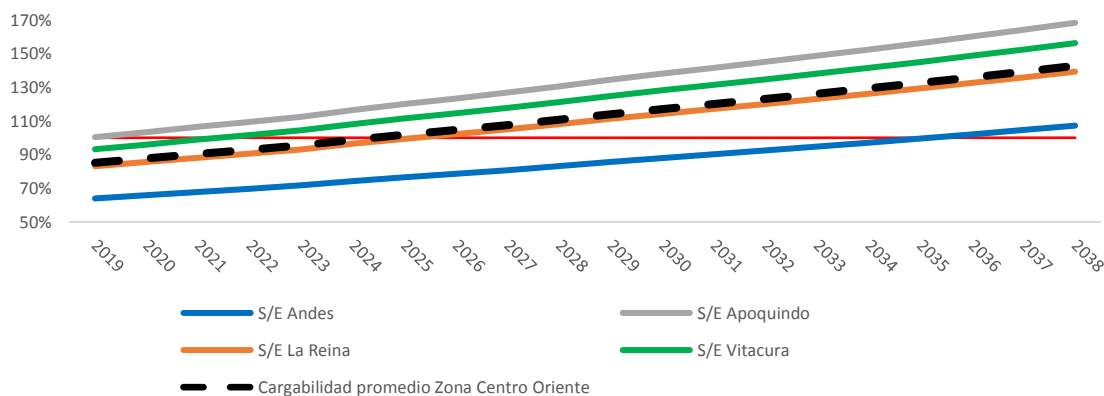


Figura 6.36 Proyección de cargabilidad de las subestaciones zona centro oriente de Santiago

Por este motivo se propone el proyecto de incluir una nueva subestación 110/12,5 kV 3x50 MVA más una línea de transmisión 2x110 kV con capacidad para 250 MVA a 35 °C, en un punto por definir que permita dar solución a la zona de déficit de demanda de la zona centro – oriente de Santiago. Debido a la envergadura del proyecto, en primera instancia se procura mostrar la urgencia de esta

infraestructura para la zona, señalando que de manera paralela para este 2019 se trabajará en definir la ingeniería conceptual y ubicación con mayor exactitud. El costo estimado de esta nueva subestación se muestra a continuación, indicando que estos valores corresponden a costos modulares que serán actualizados en la ingeniería conceptual.

Tabla 6-23: Valorización estimada de Nueva S/E Mapocho (incluye Ltx 2x110 kV)

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO Conceptual (miles de US\$)
1	COSTOS DIRECTOS	38.008
2	COSTOS INDIRECTOS	4.941
3	SUB TOTAL CONTRATO	42.949
4	COSTO TOTAL PROYECTO	50.035

6.4.2 S/E LOS ALMENDROS

La Subestación 220/110 kV Los Almendros se encuentra ubicada en la comuna de Las Condes, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago.



Figura 6.37 Ubicación de S/E Los Almendros

Esta subestación de enlace permite el abastecimiento de los clientes regulados y libres de la comuna oriente de Santiago. Esta subestación recibe el aporte de energía proveniente del sur a través de la línea 2x220 kV Los Almendros -Alto Jahuel y de la generación local (Central El Alfalfal) mediante la línea 2x110 kV Alfalfal – Los Almendros.

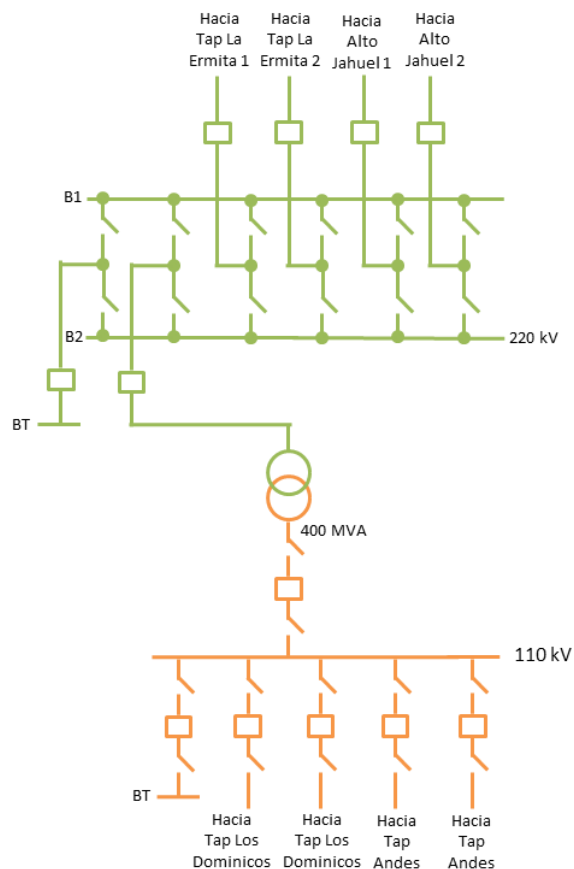


Figura 6.38 Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 220/110 kV Los Almendros.

De los análisis podemos apreciar que la condición de suficiencia de esta subestación se ve comprometida en el corto plazo, entre los años 2019 a 2021 el transformador de esta subestación tendrá un factor de utilización del 98 % promedio tanto en invierno como verano en los periodos de mayor demanda del anillo 110 kV de Santiago. Entre los años 2021 a 2025 este transformador sobrepasará su capacidad nominal llegando a una sobrecarga promedio del 10%. Esta condición se produce debido al aumento natural de demanda del anillo 110 kV de Santiago, así como también debido a la entrada del Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo. Para los años 2021 a 2025 una falla de severidad 9 en esta instalación ocasiona la sobrecarga del 16 % del tramo de línea 2x110 kV La Florida – La Reina 10 km y la sobrecarga de un 5% del tramo 2x110 kV Tap Santa Raquel – Tap Santa Rosa Sur.

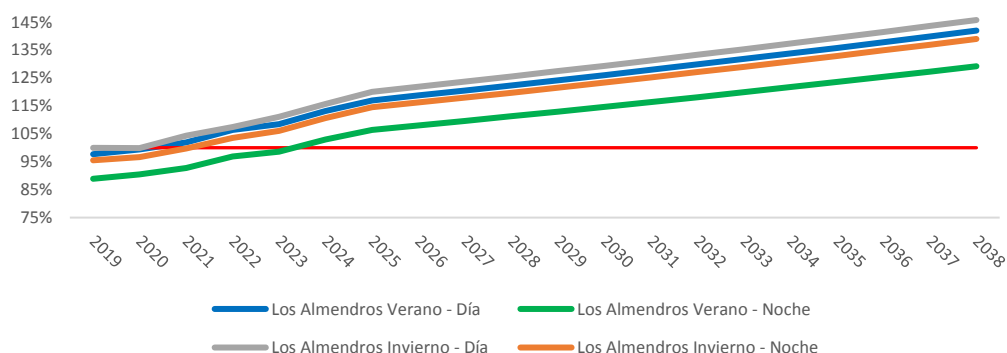


Figura 6.39 Proyección de Cargabilidad de S/E Los Almendros

Por este motivo se propone el proyecto de instalar una segunda unidad 220/110 kV – 400 MVA para esta subestación, con las respectivas adecuaciones en sus paños de conexión. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla, indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán afinados en la ingeniería conceptual.

Tabla 6-24: Valorización estimada de “Segunda Unidad 220/110 kV – 400 MVA S/E Los Almendros”

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO Conceptual (miles de US\$)
1	COSTOS DIRECTOS	11.953
2	COSTOS INDIRECTOS	1.554
3	SUB TOTAL CONTRATO	13.507
4	COSTO TOTAL PROYECTO	15.736

6.4.3 S/E LAMPA

La Subestación 220/23 kV Lampa se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago



Figura 6.40 Ubicación de Tap off S/E 220/23 kV Lampa

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 1x110 kV Cerro Navia – Polpaico mediante un tap off de 0,05 km, la capacidad del tap off es de 236 MVA a 35 °C.

En el plan de “Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016” se decreta el proyecto “S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV”, la cual normaliza la conexión de esta instalación, seccionando la línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia. La nueva subestación se emplazará en alrededor de 1 [km] del actual Tap-Off Lampa y cuya configuración deberá ser de doble barra más transferencia. Esta instalación contará con dos espacios disponibles, donde uno de ellos puede ser destinado al abastecimiento de la demanda actual y futura de los clientes regulados y libres de la zona.

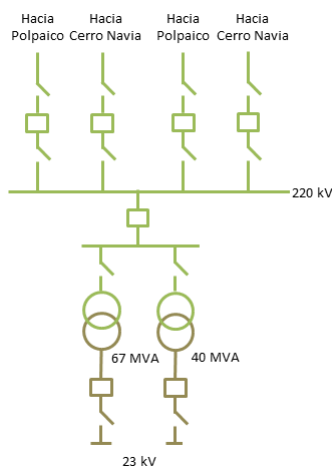


Figura 6.41 Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 220/23 kV Lampa actual.

De los análisis de demanda del sector norte de Santiago se puede apreciar un crecimiento sostenido debido fundamentalmente en las modificaciones del plano regulador de Santiago, que han ocasionado un fuerte crecimiento inmobiliario en las comunas de Lampa, Peñaflor y Colina (debido a la gran cantidad de terreno disponible) sumado a mejoras de conectividad con el centro de Santiago. Esto implica que en el horizonte de tiempo existirá un escalón de crecimiento vertical, que las subestaciones Batuco y Chacabuco no podrán absorber debido a limitaciones operacionales de sus redes de distribución.

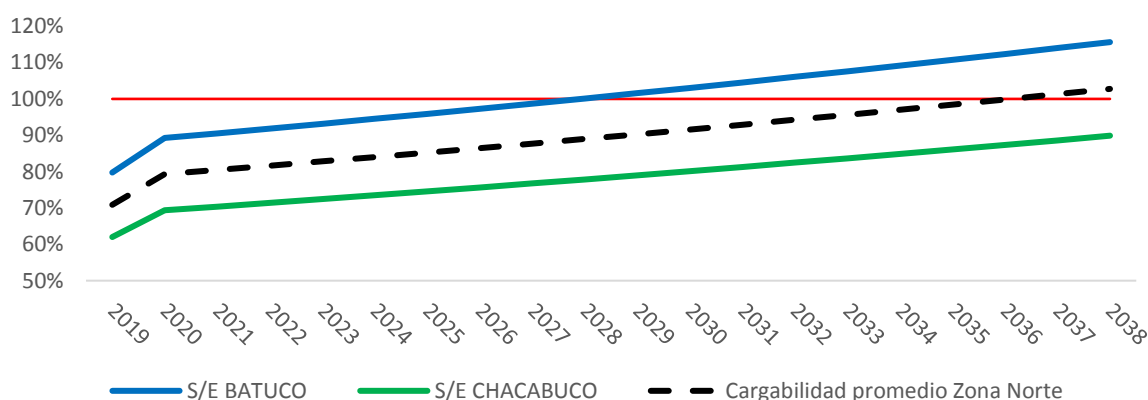


Figura 6.42 Proyección de Cargabilidad Zona Norte de Santiago.

Por lo anterior se propone la obra “Nuevo transformador 220/23 kV -50 MVA en S/E Lampa, conectado a “Nueva Subestación Seccionadora Lampa 220 kV”, 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 6-25: Valorización estimada de “Nuevo Transformador 220/23 kV “en S/E Lampa

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	COSTO DIRECTOS	2.255
2	COSTO INDIRECTOS	496
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.751
4	COSTO TOTAL PROYECTO	3.204

6.4.4 S/E BATUCO

La Subestación 110/23 kV Batuco encuentra ubicada en la comuna de Colina, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago.



Figura 6.43 Ubicación de S/E Batuco 110/23 kV

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 2x110 kV Cerro Navia -Las Vegas mediante el tap 2x110 kV Tap Batuco -Batuco de 0,04 km, la capacidad del tap es de 176 MVA a 35 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV y uno de 23 kV, la subestación cuenta con tres transformadores de poder, las tres unidades con niveles de tensión 110/23 kV y capacidades de 1x50 MVA y 2x37.5 MVA, que bastecen a los clientes regulados y libres del sector.

Del análisis desarrollado, se identifica que la cargabilidad de la subestación llegara a su valor nominal en el año 2027, sin embargo, la holgura y suficiencia de la instalación se ve comprometida en el corto plazo, ya que durante el periodo 2019 a 2025 la cargabilidad conjunta de los transformadores de la subestación supera el 85%.

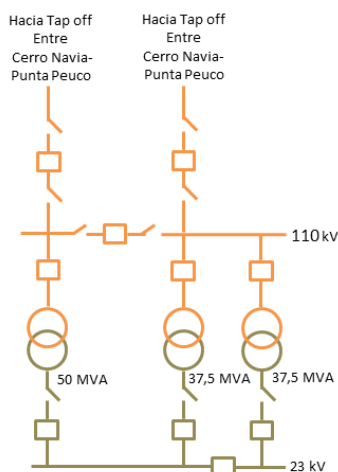


Figura 6.44 Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 110/23 kV Batuco.

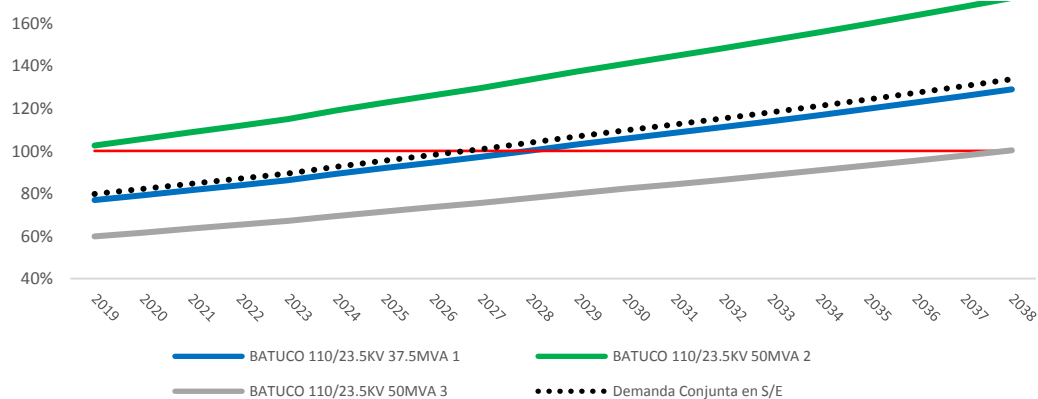


Figura 6.45 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de S/E Batuco

Por este motivo se propone el proyecto de instalar una cuarta unidad 110/23 kV – 50 MVA en esta subestación, 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 6-26: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Batuco

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	COSTO DIRECTOS	2.255
2	COSTO INDIRECTOS	496
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.751
4	COSTO TOTAL PROYECTO	3.204

6.4.5 S/E LO BOZA

La Subestación 110/23/12,5 kV Lo Boza encuentra ubicada en la comuna de Quilicura, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago.



Figura 6.46 Ubicación de S/E Lo Boza 110/23/12,5 kV

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 2x110 kV Cerro Navia – El Salto mediante el tap 2x110 kV Tap Lo Boza – Lo Boza de 2,3 km, la capacidad del tap es de 196 MVA a 35 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV, uno de 23 kV y otro de 12 kV. La subestación cuenta con cuatro transformadores de poder, las cuatro unidades con niveles de tensión 110/12,5 kV y capacidades de 1x50 MVA, 2x25 MVA y 1x22,4 MVA esta unidad en reserva. Adicionalmente cuenta con dos unidades con nivel de tensión 110/23 kV y capacidades 2x50 MVA (uno en reserva). Estos transformadores abastecen a los clientes regulados y libres del sector.

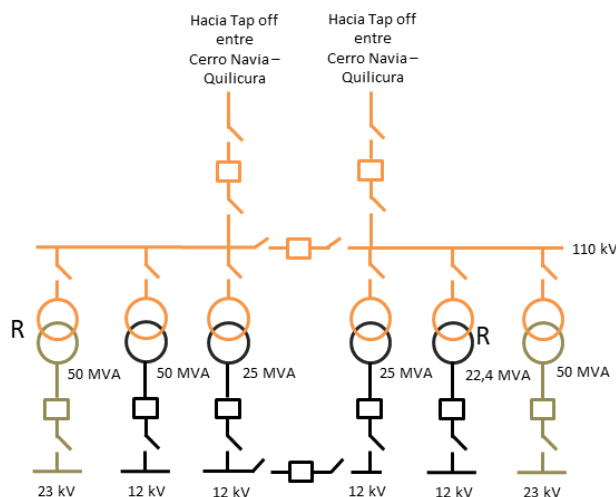


Figura 6.47 Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 110/23/ 12,5 kV Batuco.

Del análisis desarrollado, se identifica que la S/E Lo Boza no presenta compromiso de abastecimiento de la demanda en nivel de tensión 23 kV, sin embargo, para 12 kV se observa que las unidades 110/12 kV de esta instalación presentan una cargabilidad mayor el 85% en el periodo 2019 – 2025, con lo cual la suficiencia y holgura se ven comprometida en el corto y mediano plazo.

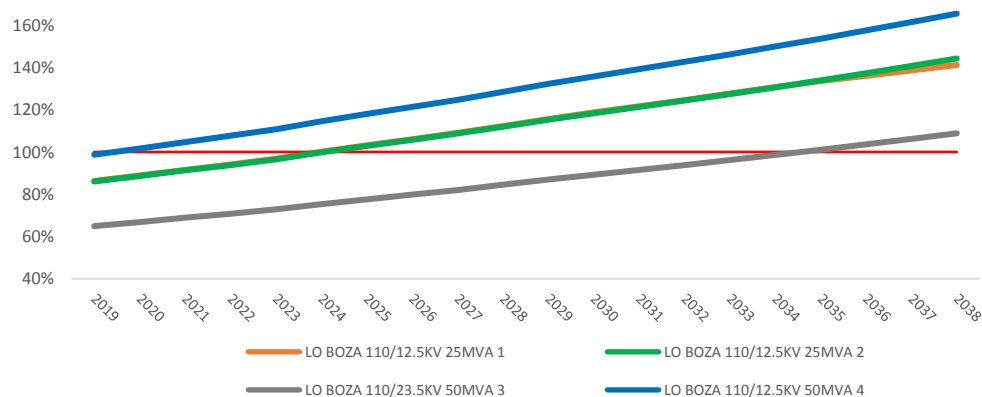


Figura 6.48 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de S/E Lo Boza

Por este motivo se propone el proyecto de reemplazar la unidad de 110/12,5 kV – 22,4 MVA, por una unidad de 110/12,5 kV 50 MVA, con las respectivas adecuaciones en paños de 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 6-27: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Lo Boza

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	COSTO DIRECTOS	1.946
2	COSTO INDIRECTOS	428
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.374
4	COSTO TOTAL PROYECTO	2.765

6.4.6 S/E LO AGUIRRE

La Subestación 110/12,5 kV Lo Aguirre se encuentra ubicada en la comuna de Pudahuel, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago



Figura 6.49 Ubicación de S/E Lo Aguirre 110/12,5 kV

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 1x110 kV Cerro Navia – Lo Prado de 14,4 km, la capacidad de la línea es de 61 MVA a 35 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV, uno de 23 kV y otro de 12,5 kV. La subestación cuenta con 2 transformadores de poder con nivel de tensión 110/12,5 kV y capacidad de 2x10,5 MVA, una unidad en calidad de reserva. Estos transformadores abastecen a los clientes regulados y libres del sector.

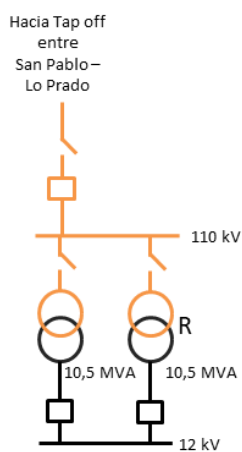


Figura 6.50 Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 110/ 12,5 kV Lo Aguirre

Del análisis desarrollado, se identifica que la S/E Lo Aguirre no presenta compromiso de abastecimiento de la demanda, sin embargo, se observa que la unidad 110/12 kV de esta instalación presentan una cargabilidad mayor el 85% en el periodo 2019 – 2025, con lo cual la suficiencia y holgura se ven comprometida en el corto y mediano plazo.

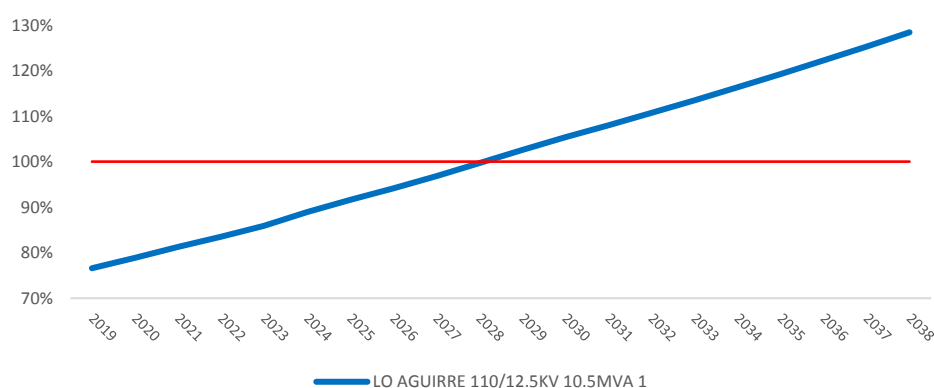


Figura 6.51 Proyección de Cargabilidad Transformador de S/E Lo Aguirre

Comentar que el sector poniente de Santiago muestra un crecimiento en el desarrollo inmobiliario, así como también un desarrollo del sector industrial, en particular del mercado de bodegas, siendo este sector de la capital el que absorbió el incremento en la tasa de crecimiento de este sector en particular.

Por este motivo, pensando en el crecimiento futuro del sector poniente de Santiago, se propone la instalación de una nueva unidad transformadora 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 para esta instalación. De acuerdo con la evolución del crecimiento de esta zona en una segunda etapa se debe reforzar la línea 110 kV o aportar un nuevo punto de inyección a través de las líneas 220 kV del sector.

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 6-28: Valorización estimada de Ampliación en S/E Lo Aguirre

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	COSTO DIRECTOS	2.255
2	COSTO INDIRECTOS	496
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.751
4	COSTO TOTAL PROYECTO	3.204

6.4.7 S/E MAIPÚ

La Subestación 110/12,5 kV Maipú se encuentra ubicada en la comuna de Maipú, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago.



Figura 6.52 Ubicación de S/E Maipú 110/12,5 kV

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 2x110 kV Cerro Navia – Chena mediante el tap 2x110 kV Tap Maipú – Maipú de 0,03 km, la capacidad del tap es de 171 MVA a 35 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV, y otro de 12 kV. La subestación cuenta con tres transformadores de poder, las tres unidades con niveles de tensión 110/12,5 kV y capacidades de 1x25 MVA y 2x22,4 MVA. Estos transformadores abastecen a los clientes regulados y libres del sector.

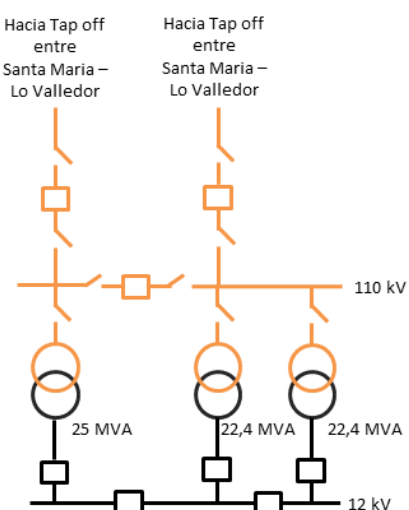


Figura 6.53 Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 110/ 12,5 kV Maipú.

Del análisis desarrollado, se identifica que la S/E Maipú presentan una cargabilidad conjunta de sus unidades mayor al 85% en el periodo 2019 – 2025, con lo cual la suficiencia y holgura se ven comprometida en el corto y mediano plazo.

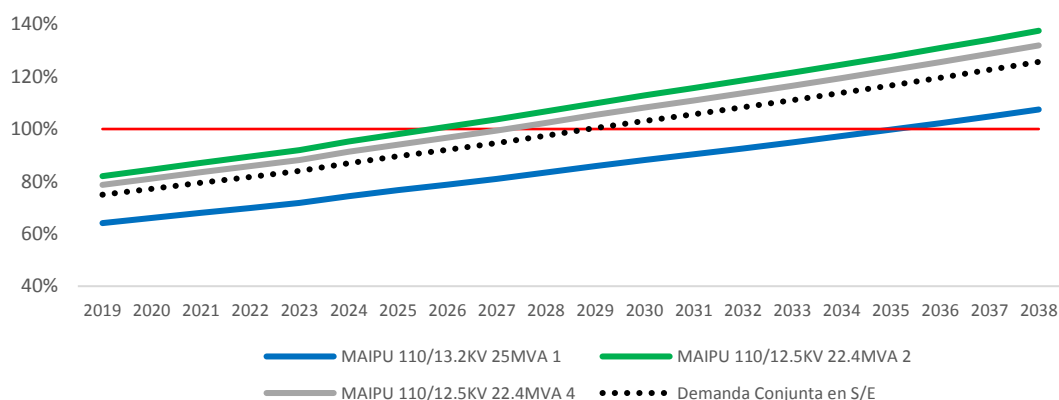


Figura 6.54 Proyección de Cargabilidad Transformador de S/E Maipú

Por este motivo se propone el proyecto de reemplazar la unidad de 110/12,5 kV – 22,4 MVA, por una unidad de 110/12,5 kV 50 MVA, con las respectivas adecuaciones en paños de 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 ratificados en la ingeniería conceptual.

Tabla 6-29: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Maipú

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	COSTO DIRECTOS (US\$)	1.946
2	COSTO INDIRECTOS (US\$)	428
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	2.374
4	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	2.765

6.4.8 S/E PAJARITOS

La Subestación 110/12,5 kV Pajaritos se encuentra ubicada en la comuna de Maipú, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago.



Figura 6.55 Ubicación de S/E Pajaritos 110/23/12,5 kV

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 2x110 kV Cerro Navia – Chena mediante el tap 2x110 kV Tap Pajaritos – Pajaritos de 2,26 km, la capacidad del tap es de 171 MVA a 35 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV, uno de 23 kV y otro de 12,5 kV. La subestación cuenta con 4 transformadores de poder, las tres unidades con niveles de tensión 110/12,5 kV y capacidades de 2x50 MVA y 1x22,4 MVA esta última en calidad de reserva. La unidad con nivel de tensión 110/23 kV es de capacidad 50 MVA. Estos transformadores abastecen a los clientes regulados y libres del sector.

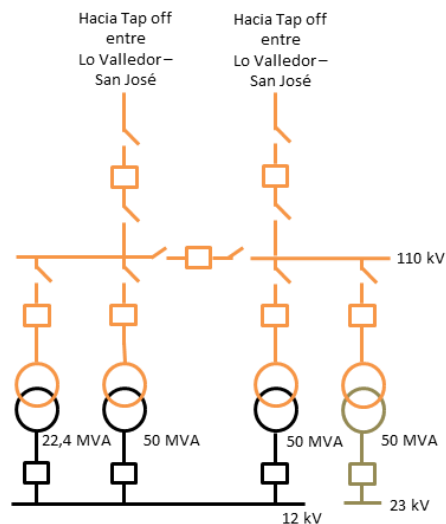


Figura 6.56 Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 110/ 12,5 kV Pajaritos

Del análisis desarrollado, se identifica que la S/E Pajaritos no presenta compromiso de abastecimiento de la demanda en nivel de tensión 23 kV, sin embargo, para 12 kV se observa que las unidades 110/12 kV de esta instalación presentan una cargabilidad mayor el 85% en el periodo 2019 – 2025, con lo cual la suficiencia y holgura se ven comprometida en el corto y mediano plazo.

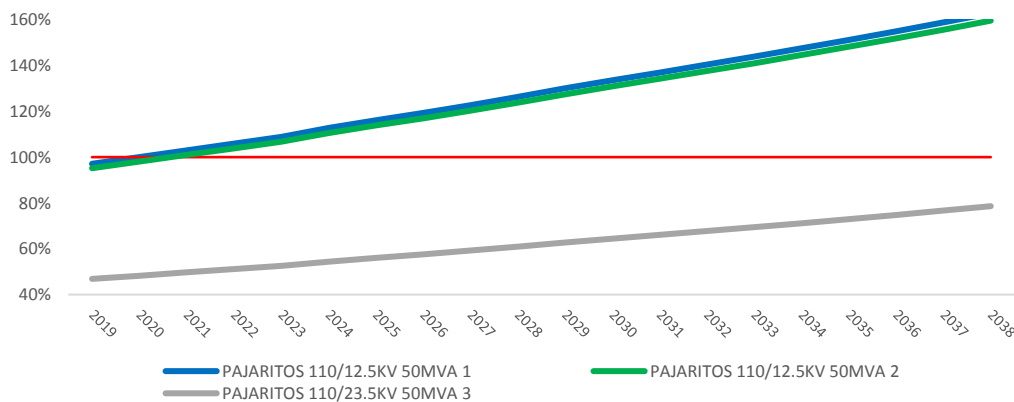


Figura 6.57 Proyección de Cargabilidad Transformador de S/E Pajaritos

Por este motivo se propone el proyecto de instalar una nueva unidad 110/12,5 kV – 50 MVA en esta subestación, 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 6-30: Valorización estimada de la Ampliación en S/E 110/23/12,5 kV Pajaritos

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	COSTO DIRECTOS (US\$)	2.255
2	COSTO INDIRECTOS (US\$)	496
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	2.751
4	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	3.204

6.4.9 S/E SANTA RAQUEL

La Subestación 110/12, 5 kV Santa Raquel se encuentra ubicada en la comuna de La Florida, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago.



Figura 6.58 Ubicación de S/E Santa Raquel

Actualmente la subestación es abastecida desde la línea 2x110 kV Buin – Florida, a través del tap 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Raquel de longitud 3,1 km aproximadamente, la cual cuenta con una capacidad de 176 MVA a 35 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV y uno de 12,5 kV, la subestación cuenta con cuatro transformadores de poder, tres con niveles de tensión 110/12,5 kV y capacidades de 50 MVA, 25 MVA y 22,4 MVA, que bastecen a los clientes regulados y libres del sector. El otro transformador es de tensión 110/20,4 kV y 50 MVA de capacidad y abastece a la empresa Metro de Santiago.

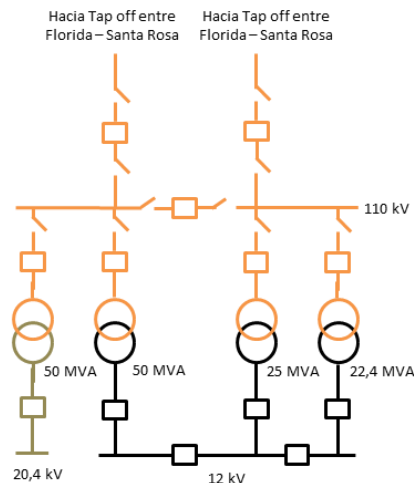


Figura 6.59 Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 110/20,4/ 12 kV Los Almendros.

Del análisis desarrollado, se identifica que la cargabilidad de la subestación llegará a su valor nominal en el año 2026, sin embargo, la holgura y suficiencia de la instalación se ve comprometida en el corto plazo, ya que durante el periodo 2019 a 2025 la cargabilidad conjunta de los transformadores de la subestación supera el 85%.

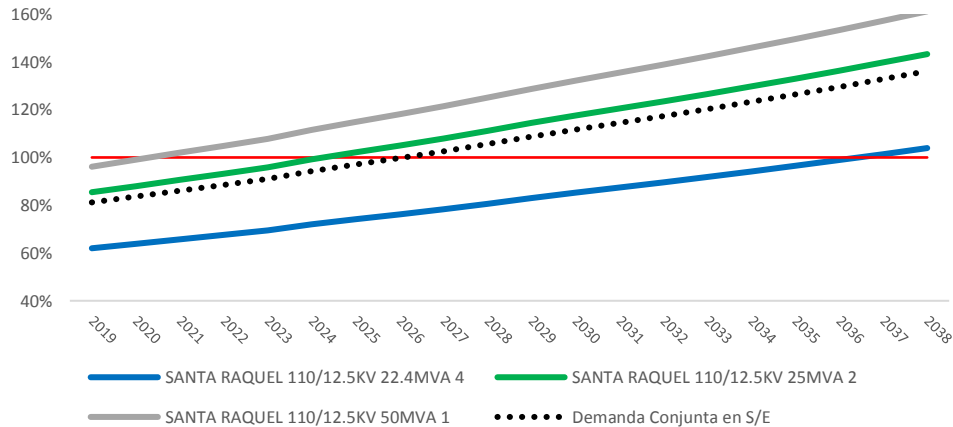


Figura 6.60 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de S/E Santa Raquel

Por este motivo se propone el proyecto de instalar una quinta unidad 110/12,5 kV – 50 MVA en esta subestación, 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 6-31: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Santa Raquel

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	COSTO DIRECTOS	2.255
2	COSTO INDIRECTOS	496
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.751
4	COSTO TOTAL PROYECTO	3.204

6.4.10 S/E COSTANERA

La Subestación 110/12,5 kV Costanera se encuentra ubicada en la comuna de Puente Alto, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago.



Figura 6.61 Ubicación de S/E Costanera 110/12,5 kV

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 1x110 kV Puente Alto – Costanera de 3,6 km, la capacidad de la línea es de 61 MVA a 35 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV y uno de 12 kV, la subestación cuenta con 1 transformadores de poder, de nivel de tensión 110/12 kV y capacidad 25 MVA, que abastece a los clientes regulados y libres del sector.

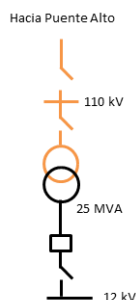


Figura 6.62 Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 110/ 12,5 kV Costanera.

Del análisis desarrollado, se identifica que la S/E Costanera presentan una cargabilidad mayor el 85% en el periodo 2019 – 2025, con lo cual la suficiencia y holgura se ven comprometida en el corto y mediano plazo.

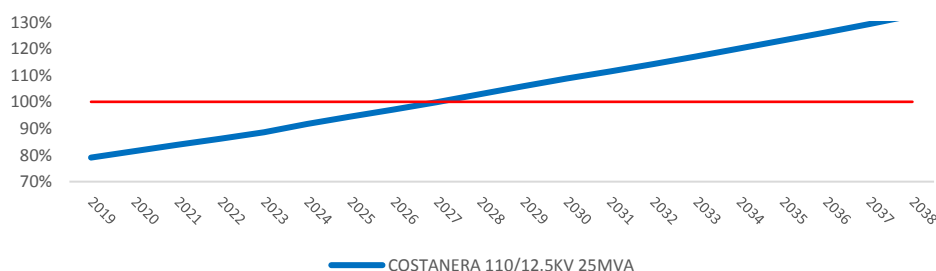


Figura 6.63 Proyección de Cargabilidad Transformador de S/E Costanera

Por este motivo se propone el proyecto de reemplazar la unidad de 110/12,5 kV – 25 MVA, por una unidad de 110/12,5 kV 50 MVA, con las respectivas adecuaciones en paños de ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. El actual transformador de 25 MVA, se debe mantener el actual transformador como reserva para esta subestación. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla, indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán ratificados en la ingeniería conceptual.

Tabla 6-32: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Costanera

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	COSTO DIRECTOS	2.138
2	COSTO INDIRECTOS	470
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.608
4	COSTO TOTAL PROYECTO	3.039

6.4.11 LÍNEA 2X110 KV TAP LO VALLEDOR – LO VALLEDOR

La línea 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor se encuentra emplazada en la comuna de Estación Central, perteneciente a la Región Metropolitana de Santiago.



Figura 6.64 Ubicación de Ltx 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor

La línea 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor es de 4.2 km y cuenta con un conductor AAAC de 630 mm², el cual tiene una capacidad de 72 MVA a 35°C. Esta línea abastece a la subestación del mismo nombre, que cuenta con una capacidad instalada de 175 MVA. En la Figura 6.110 se presenta un diagrama unilineal de la instalación.

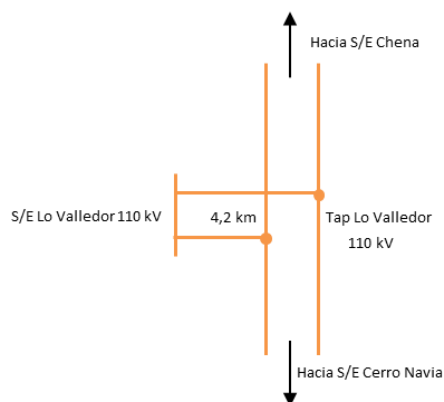


Figura 6.65 Diagrama Unilineal Simplificado de LTx 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor.

Las capacidades informadas por la empresa y las temperaturas utilizadas en el análisis son las presentadas en la Tabla 6-33.

Tabla 6-33 Capacidades por Temperatura, Línea 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
Tap Lo Valledor -Lo Valledor	35 °C	0,39	25 °C	0,45	25 °C	0,45	25 °C	0,45

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor 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.

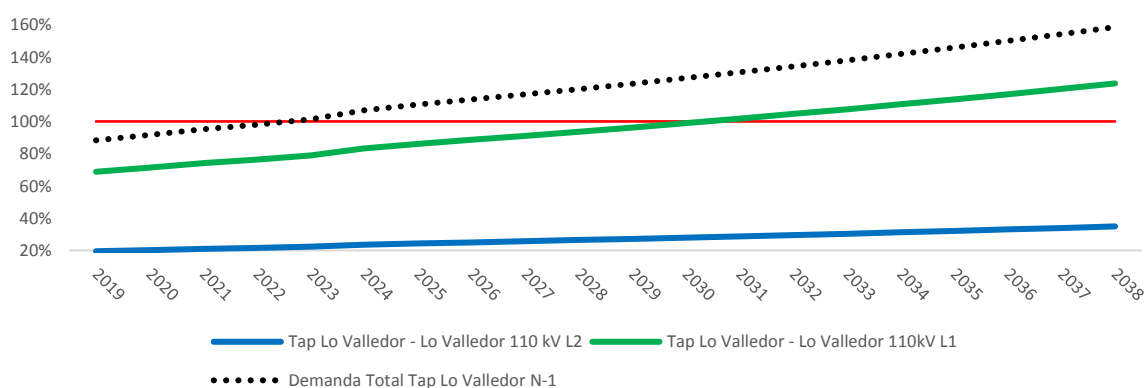


Figura 6.66 Proyección de Cargabilidad Ltx 110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor

Por este motivo se propone el proyecto de “Aumento de Capacidad de la LTx 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor”- 4,2 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, indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán ratificados en la ingeniería conceptual.

Tabla 6-34: Valorización estimada de Refuerzo de LTx 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	COSTO DIRECTOS	2.590
2	COSTO INDIRECTOS	156
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.746
4	COSTO TOTAL PROYECTO	3.200

6.4.12 LÍNEA 2X110 KV TAP SAN BERNARDO – SAN BERNARDO

La línea 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo se encuentra emplazada en la comuna del mismo nombre, perteneciente a la Región Metropolitana de Santiago.

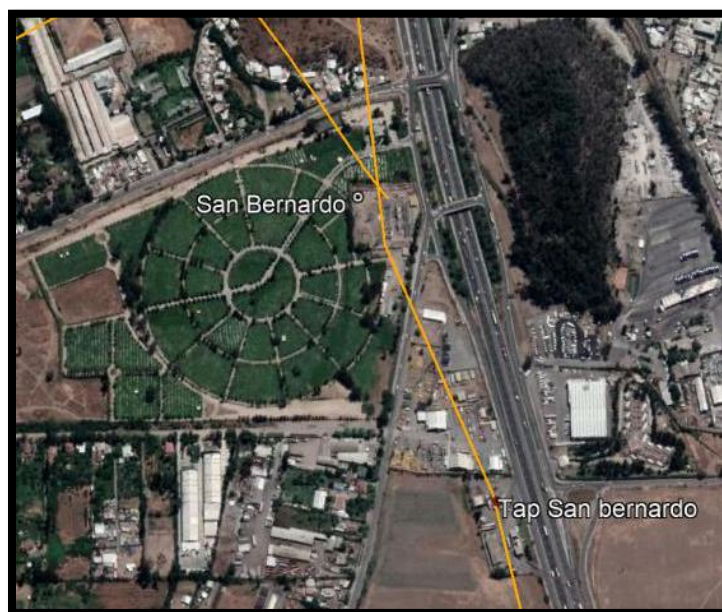


Figura 6.67 Ubicación de LTx 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo

La línea 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo es de 0,06 km y cuenta con un conductor AAAC de 406 mm², el cual tiene una capacidad de 113 MVA a 35°C. Esta línea abastece a la subestación del mismo nombre que cuenta con una capacidad instalada de 175 MVA. En la Figura 6.68 se presenta un diagrama unilineal de la instalación.

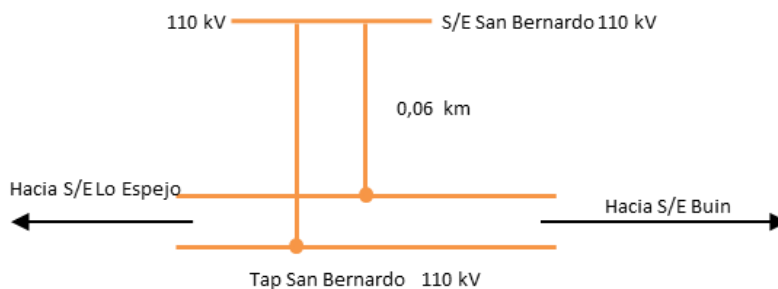


Figura 6.68 Diagrama Unilineal Simplificado de LTx 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo.

Las capacidades informadas por la empresa y las temperaturas utilizadas en el análisis son las presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 6-35 Capacidades por Temperatura, Línea 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
Tap San Bernardo – San Bernardo	35 °C	0,68	25 °C	0,58	25 °C	0,58	25 °C	0,58

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo 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.

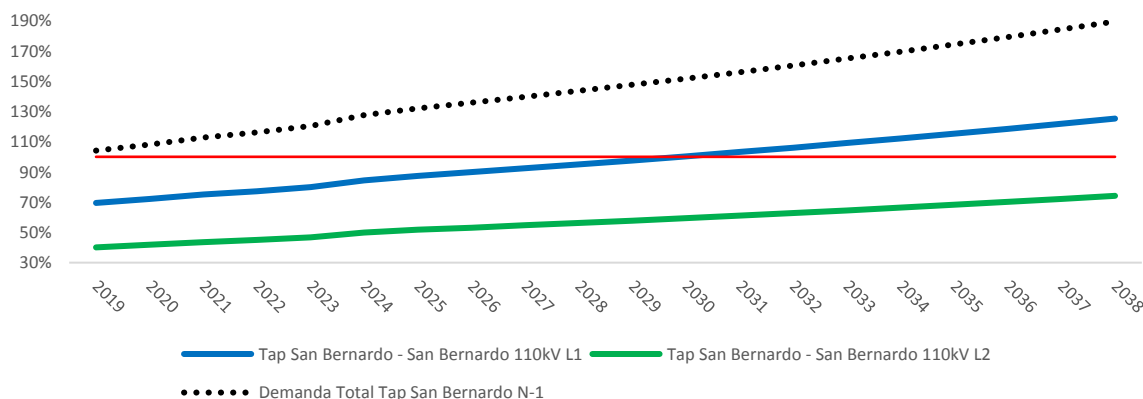


Figura 6.69 Proyección de Cargabilidad LTx 110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo

Por este motivo se propone el proyecto de “Aumento de Capacidad de la LTx 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo “ 0,06 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, indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán ratificados en la ingeniería conceptual.

Tabla 6-36: Valorización estimada de Refuerzo de LTx 2x110 kV Tap San Bernardo – San Bernardo

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	COSTO DIRECTOS	531
2	COSTO INDIRECTOS	106
3	SUB TOTAL CONTRATO	637
4	COSTO TOTAL PROYECTO	750

6.4.13 LÍNEA 2X110 KV TAP SANTA RAQUEL – SANTA ROSA SUR

La línea 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur se encuentra emplazada en la comuna del Puente Alto, perteneciente a la Región Metropolitana de Santiago.



Figura 6.70 Diagrama Unilineal Simplificado de LTx 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur.

La línea 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur es de 0,9 km y cuenta con un conductor AAAC de 329 mm², el cual tiene una capacidad de 117 MVA a 35°C. Por esta línea circulan los flujos entre las subestaciones Alto Jahuel 110 kV y la Florida 110 kV. En la siguiente figura se presenta un diagrama unilineal de la instalación

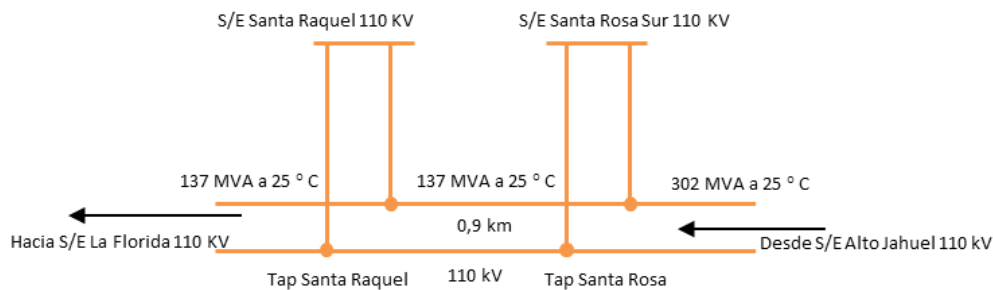


Figura 6.71 Diagrama Unilineal Simplificado de LTx 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur.

Las capacidades informadas por la empresa y las temperaturas utilizadas en el análisis son las presentadas en la Tabla 6-37.

Tabla 6-37 Capacidades por Temperatura, Línea 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
Tap Santa Raquel -Santa Rosa Sur	35 °C	0,62	25 °C	0,72	25 °C	0,72	25 °C	0,72

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur pierde su condición de N-1, para el escenario verano día, a partir del año 2019, debido a la alta demanda de la instalación y la disminución de la capacidad de la línea por el alza de la temperatura ambiente. Indicar que el tramo de línea desde S/E Alto Jahuel hasta Tap Santa Rosa Sur, se encuentra en conductor AAAC 400 mm² con capacidad 302 MVA.

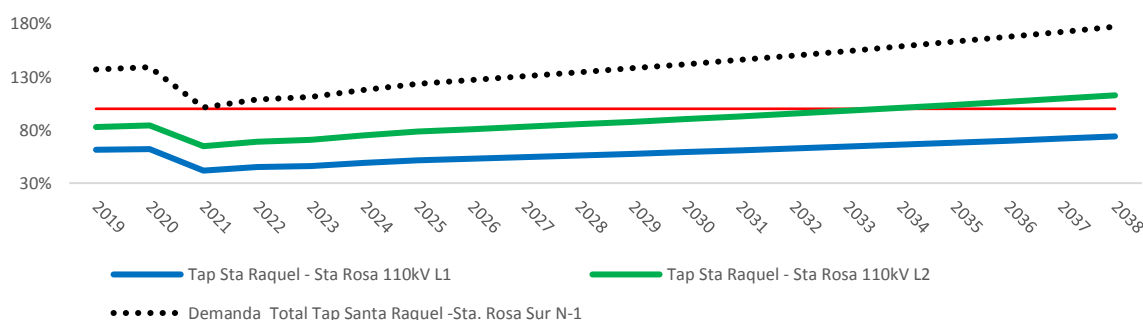


Figura 6.72 Proyección de Cargabilidad LTx 110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur

Por este motivo se propone el proyecto de “Aumento de Capacidad de la LTx 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur “ 0,9 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, indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán ratificados en la ingeniería conceptual.

Tabla 6-38: Valorización estimada de Refuerzo de LTx 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	COSTO DIRECTOS (US\$)	531
2	COSTO INDIRECTOS (US\$)	106
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	637
4	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	750

6.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

6.5.1 AUMENTO DE TRANSFERENCIAS ANCOA – ALTO JAHUEL 500 KV: CER EN S/E MAIPO

Tal como se presentó en el capítulo de diagnóstico, el tramo de transmisión entre las SS/EE Ancoa y Alto Jahuel en 500 kV presenta un grado de congestión importante a lo largo del horizonte de estudio, de modo que se vuelve pertinente analizar una alternativa de expansión que permita aumentar el nivel de transferencia admisible por este tramo.

Es importante señalar que este tramo corresponde a uno de los principales corredores de transmisión del sistema siendo uno de los primeros en ser energizado en 500 kV en el país, permitiendo conectar la zona centro sur con el centro de carga en la Región Metropolitana y desde ahí alimentar parte de la zona norte.

El uso de este tramo se vuelve especialmente intensivo en época de abundancia de recurso hidroeléctrico, lo cual se ve acentuado en invierno, por las lluvias, y en primavera, por el deshielo. Asimismo, la creciente materialización de proyectos de generación eólica en la zona sur aumenta la disponibilidad de energía de bajo costo potencialmente exportable hacia la zona centro-norte. Lo anterior se aprecia con claridad en la Figura 6.73, la cual muestra el uso esperado del tramo de transmisión en cuestión, al liberar al elevar el límite de transmisión admisible hasta los 3.220 MVA, desde los 2.770 MVA originales.

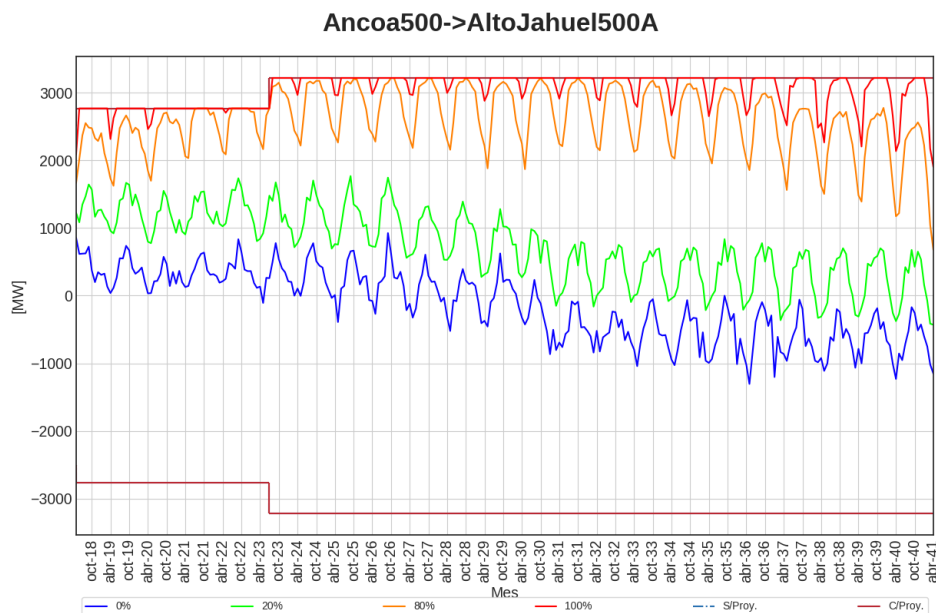


Figura 6.73: Uso esperado del tramo Ancoa - Alto Jahuel 500 kV, Escenario 1.

El aumento de la máxima transferencia admisible por el tramo que fue considerado para la simulación corresponde a la condición en que se supone materializado del proyecto de expansión denominado “Equipo CER en S/E Maipo”, presentado por el Coordinador con motivo de la versión

2018 de esta Propuesta, el cual ha sido considerado nuevamente para su promoción. Se trata de un equipo de compensación estática de potencia reactiva, que permite elevar el valor máximo de transferencia admisible por el tramo, en alrededor de 450 MVA.

El proyecto consiste en la instalación de un equipo de compensación estática de potencia reactiva de, al menos, 400 MVar de capacidad de inyección de reactivos en la barra de 220 kV de la S/E Maipo. En este sentido, dicho requerimiento se podría conseguir con un equipo basado en tiristores o en otros dispositivos semiconductores de mayor grado de controlabilidad, de modo que un equipo tipo STATCOM o SVC Plus podrían perfectamente cumplir con creces este requerimiento.

El valor de inversión referencial de este proyecto se estimó en alrededor de 40 MMUSD y su tiempo de ejecución en 24 meses, tal como se presentó en la Propuesta de Expansión 2018.

A continuación, en la Tabla 6-39, se presenta el resultado de la evaluación económica detallada del proyecto en cuestión, considerando el Escenario 1. A su vez, en la Tabla 6-40, se presenta un cuadro resumen con los resultados de la evaluación económica del proyecto para los dos escenarios de oferta de generación contemplados para el desarrollo de esta Propuesta de Expansión.

Tabla 6-39: Resultados evaluación económica proyecto CER S/E Maipo, Escenario1.

CER S/E Maipo					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2018	886,916	886,916	-	-	-
2019	1,243,982	1,243,982	-	-	-
2020	1,204,055	1,204,055	-	1,600	1,600
2021	1,082,740	1,082,740	-	12,800	12,800
2022	1,155,515	1,147,119	8,396	26,020	17,624
2023	1,165,475	1,149,446	16,029	720	15,309
2024	1,214,483	1,195,176	19,307	720	18,587
2025	1,265,729	1,245,342	20,387	720	19,667
2026	1,359,668	1,347,832	11,836	720	11,116
2027	1,384,191	1,369,077	15,114	720	14,394
2028	1,384,319	1,361,411	22,908	720	22,188
2029	1,206,977	1,185,543	21,434	720	20,714
2030	1,253,103	1,233,201	19,902	720	19,182
2031	1,301,472	1,284,531	16,940	720	16,220
2032	1,359,440	1,346,189	13,251	720	12,531
2033	1,457,914	1,450,533	7,381	720	6,661
2034	1,579,825	1,570,651	9,173	720	8,453
2035	1,648,807	1,646,310	2,498	720	1,778
2036	1,644,587	1,643,505	1,083	720	363
2037	1,591,697	1,600,458	- 8,761	720	- 9,481
2038	1,768,081	1,776,159	- 8,078	720	- 8,798
2039	1,754,682	1,757,131	- 2,450	720	- 3,170
2040	1,860,475	1,863,312	- 2,837	720	- 3,557
2041	576,182	578,987	- 2,805	720	- 3,525
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			- 6,445		
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			108,695	37,323	71,371
VAN				\$ 71,371	

Tabla 6-40: Resumen evaluación económica proyecto CER en S/E Maipo.

CER S/E Maipo			
Valor Presente (VP) por Escenario (MMUSD)	VP Ahorro	VP Inversión	VAN
E1	108,695	37,323	71,371
E2	61,834	37,323	24,510

Tal como se observa en la Tabla 6-40, el proyecto entrega beneficios en los dos escenarios, arrojando un VAN positivo en cada uno de ellos.

Con estos resultados a la vista, se recomienda la ejecución de esta obra, con el valor de inversión referencial y los plazos indicados previamente.

Finalmente, es importante mencionar que la empresa Transelec, con motivo del proceso de expansión de la transmisión del año 2018, presentó a la Comisión Nacional de Energía un proyecto equivalente a este, pero que se conectaría en la S/E Alto Jahuel y no en Maipo. Al respecto, es importante señalar que el Coordinador, en su propuesta del año 2018, propuso la S/E Maipo como punto de conexión para el proyecto debido a la aparente falta de espacio en la S/E Alto Jahuel. No obstante, de acuerdo con lo indicado por Transelec (empresa propietaria de dicha instalación), sí resultaría factible instalar un equipo de estas características en la S/E Alto Jahuel. En este sentido, dado que ambos proyectos resultan equivalentes desde un punto de vista eléctrico, dada su cercanía física, se deberá definir el punto de conexión definitivo por el cual se optará para la licitación y posterior materialización del proyecto.

6.5.2 S/E CHUMAQUITO

La Subestación Chumaquito se encuentra ubicada en la comuna de Requinoa, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. Esta subestación abastece principalmente la demanda de la comuna.



Figura 6.74 Ubicación de la S/E Chumaquito

Actualmente la subestación es abastecida a través de la línea 1x66 kV Rancagua – San Fernando de 57,9 km y con una capacidad que va entre los 36 MVA y los 52 MVA a 25 °C dependiendo del tramo. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV y uno de 15 kV, los que son conectados a través de un transformador AT/MT de 18,7 MVA.

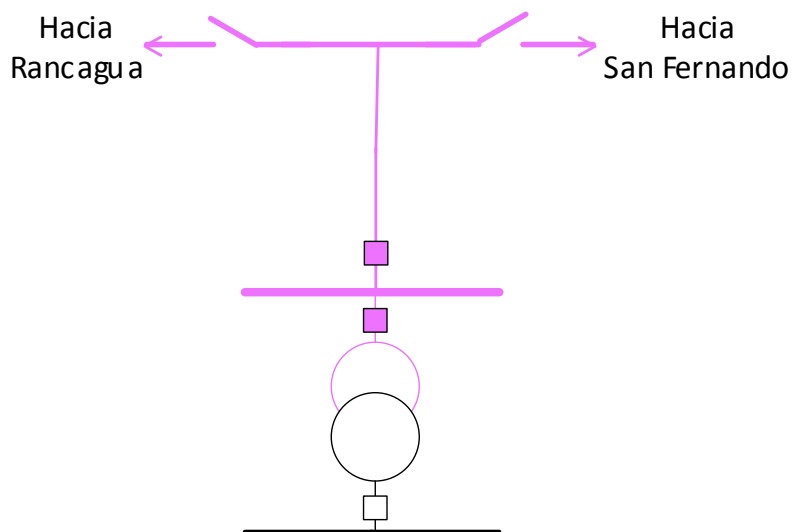


Figura 6.75 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Chumaquito

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Chumaquito se cargará por sobre el 90% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano, este porcentaje se obtiene a partir del percentil 99,86 de los registros de carga del transformador (14,3 MVA) debido a que se presentan unos peaks de demanda importantes que de considerarlos en la evaluación, la sobrecarga del transformador se registraría en los primeros años de análisis.

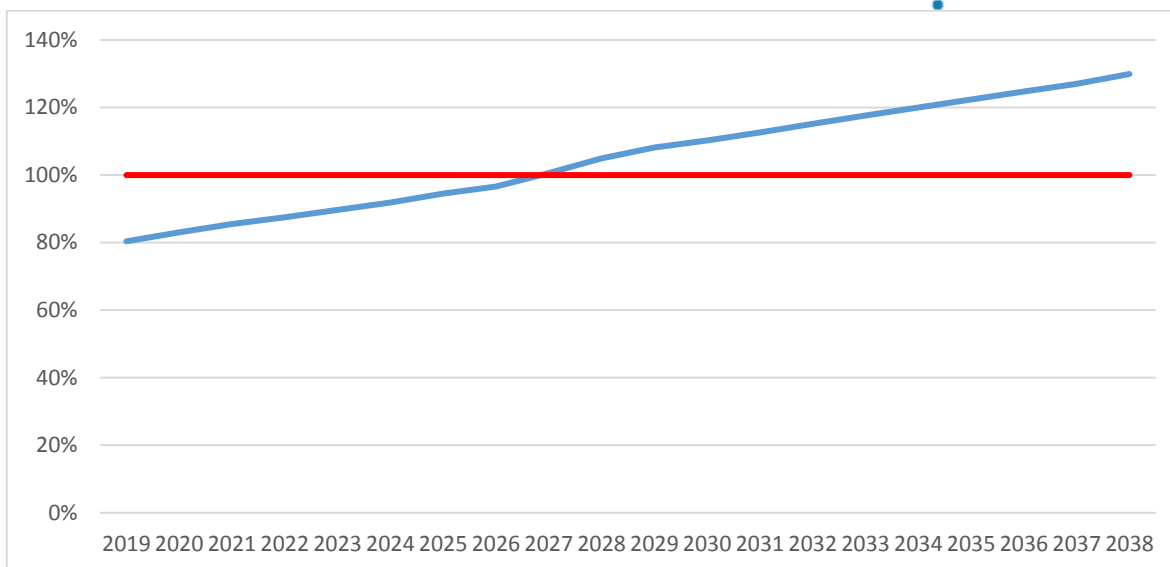


Figura 6.76 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de la S/E Chumaquito.

De la figura se aprecia que tanto la S/E Chumaquito se cargaría en un 90% durante el quinquenio 2019 – 2023, alcanzando el 100% de su capacidad el año 2027, a partir del percentil 99,86. En caso de considerar el percentil 99,98 (17,4 MVA) de la carga del transformador, el año 2020 superaría el 100% por lo que se manifiesta la necesidad de realizar una obra que permita absorber los incrementos de demanda en la zona. Por los motivos indicados, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 18,7 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2038.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/15 kV, 18,7 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. Se ampliará el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. Se construirá un nuevo patio de 15 kV que permita la conexión de dos nuevos alimentadores y se acople al patio de 15 kV existente. El costo estimado de esta obra se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-41 Valorización de obra de Nuevo Transformador en S/E Chumaquito

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	1.343
COSTO TOTAL INDIRECTOS	295
SUB TOTAL CONTRATO	1.639
COSTO TOTAL PROYECTO	1.909

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. Además,

considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

6.5.3 S/E HOSPITAL

La Subestación Hospital se encuentra ubicada en la comuna de Paine, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago. Esta subestación abastece la principalmente la demanda de las localidades de Hospital y Champa.



Figura 6.77 Ubicación de la S/E Hospital

Actualmente la subestación puede ser abastecida a través de la línea 1x66 kV Fátima – Hospital de 6,9 km o bien, puede ser abastecida a través del tap Hospital que secciona la línea 1x66 kV Rancagua – Paine de 39,3 km y con una capacidad que va entre los 45 MVA y los 52 MVA a 25 °C dependiendo del tramo. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV y uno de 15 kV, los que son conectados a través de un transformador AT/MT de 18,7 MVA.

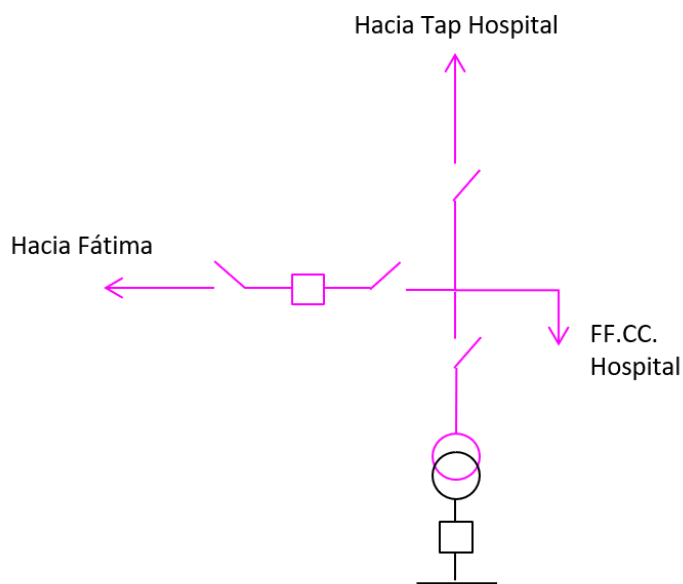


Figura 6.78 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Hospital

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Hospital se cargará en un 89% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

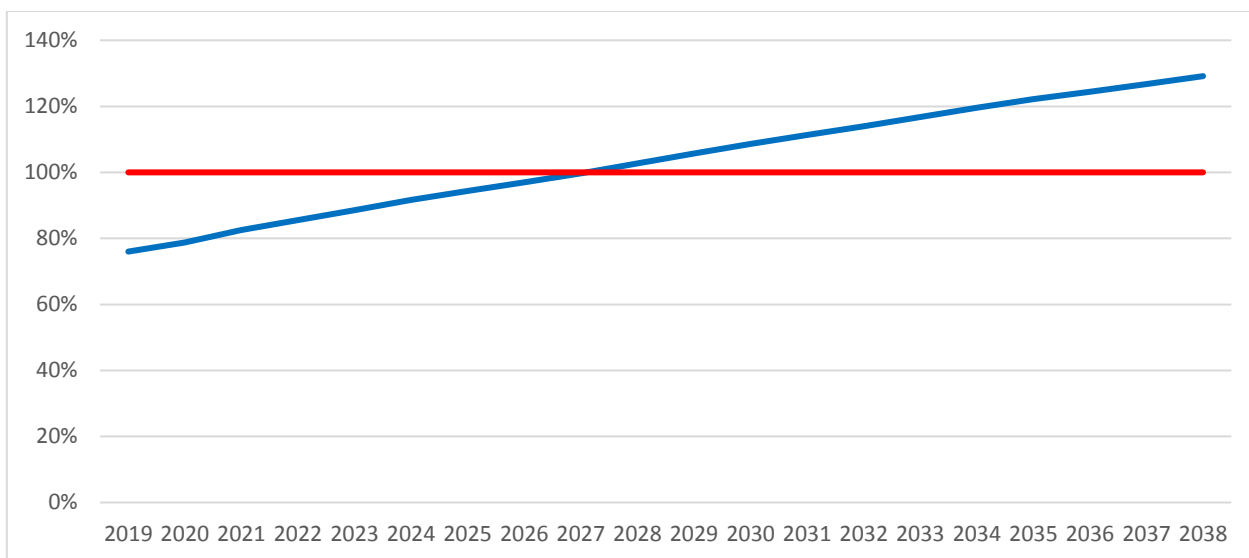


Figura 6.79 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de la S/E Hospital.

De la figura se aprecia que el actual transformador de S/E Chumaquito se cargaría en un 89% durante el quinquenio 2019 – 2023, alcanzando el 100% de su capacidad el año 2027, si bien esta subestación

puede recibir apoyo de subestación Rosario, las proyecciones de demanda de acuerdo al estudio de ciudades se desarrollan hacia el sector norte de Subestación Chumaquito, en particular hacia la zona de Los Lirios, Gultro y el Olivar, con lo que considerar alimentadores desde subestación Rosario resultaría demasiado ineficiente, resultando mucho más conveniente reforzar la transformación en S/E Chumaquito de manera de dar suficiencia y seguridad al sector sur de Rancagua. Por los motivos indicados, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 18,7 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2038.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/15 kV, 18,7 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. Se ampliará el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. Se construirá un nuevo patio de 15 kV que permita la conexión de dos nuevos alimentadores y se acople al patio de 15 kV existente. El costo estimado de esta obra se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-42 Valorización de obra de Nuevo Transformador en S/E Hospital

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	1.343
COSTO TOTAL INDIRECTOS	295
SUB TOTAL CONTRATO	1.639
COSTO TOTAL PROYECTO	1.909

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. Además, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

6.5.4 S/E RANGUILÍ

La Subestación Ranguilí se encuentra ubicada en la comuna de Lolol, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. Esta subestación abastece la principalmente la demanda de la comuna.



Figura 6.80 Ubicación de la S/E Ranguilí

Actualmente la subestación es abastecida a través de la línea 1x66 kV Hualañé – Ranguilí de 14,5 km y con una capacidad de 45 MVA a 25 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV y uno de 13,8 kV, los que son conectados a través de dos transformadores AT/MT de 5 MVA.

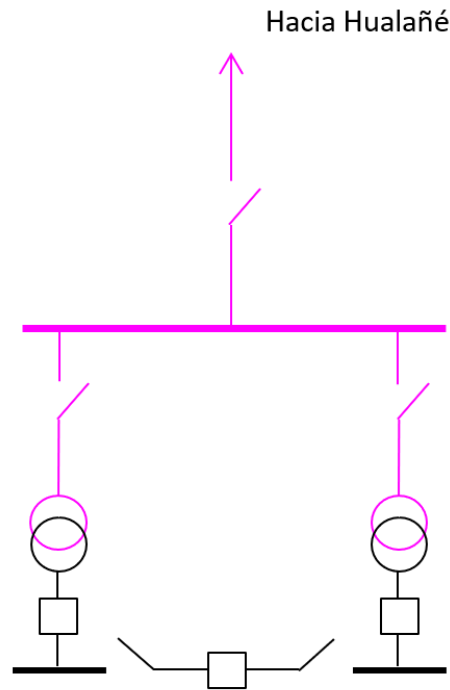


Figura 6.81 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Ranguilí

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador N° 1 de la subestación Ranguilí, se cargará en un 89% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

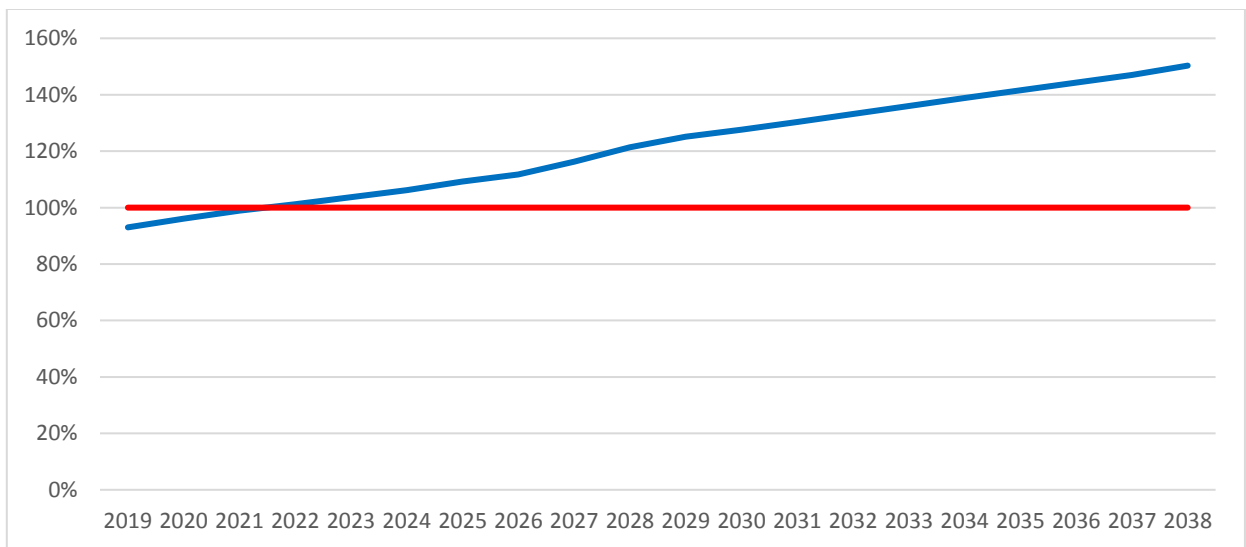


Figura 6.82 Proyección de Cargabilidad del Transformador de la S/E Ranguilí.

De la figura se aprecia que el actual transformador de S/E Ranguilí se cargaría sobre un 100% durante el quinquenio 2019 – 2023, alcanzando el 100% de su capacidad el año 2022, si bien esta subestación tiene un segundo transformador, son dos transformadores de baja capacidad y con un alimentador cada uno que van en direcciones opuestas por lo que hacer traspasos por distribución es poco eficiente y resulta más conveniente que este segundo transformador esté preparado para apoyar a subestación Hualañé que presenta un alto nivel de carga (máxima de 75%).

El proyecto propuesto consiste en el reemplazo del transformador N°1 66/13,8 kV, 5 MVA por un nuevo transformador de 10 MVA, normalizando sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. Se ampliará el patio de 13,8 kV tal que cuente con dos nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-43 Valorización de obra de Reemplazo Transformador en S/E Ranguilí

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	1.087
COSTO TOTAL INDIRECTOS	239
SUB TOTAL CONTRATO	1.326
COSTO TOTAL PROYECTO	1.545

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. Además, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

6.5.5 S/E PANGUILEMO

La Subestación Panguilemo se encuentra ubicada en la comuna de Talca, la cual pertenece a la Región del Maule. Esta subestación abastece la demanda principalmente del sector norte de la comuna.



Figura 6.83 Ubicación de la S/E Panguilemo

Actualmente la subestación es abastecida a través de la línea 2x66 kV Itahue – Talca de 42,3 km y con una capacidad de 41 MVA a 25 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV y uno de 15 kV, los que son conectados a través de un transformador AT/MT de 9 MVA.

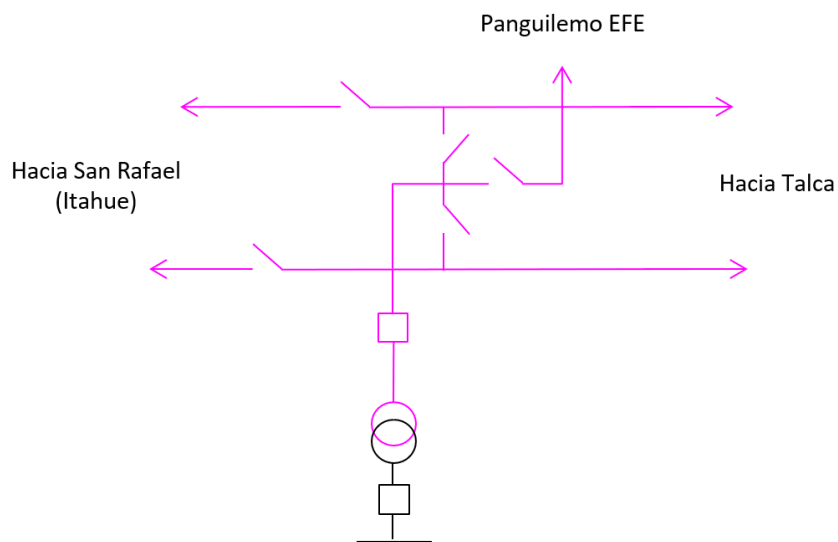


Figura 6.84 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Panguilemo

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Panguilemo se cargará por sobre el 90% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

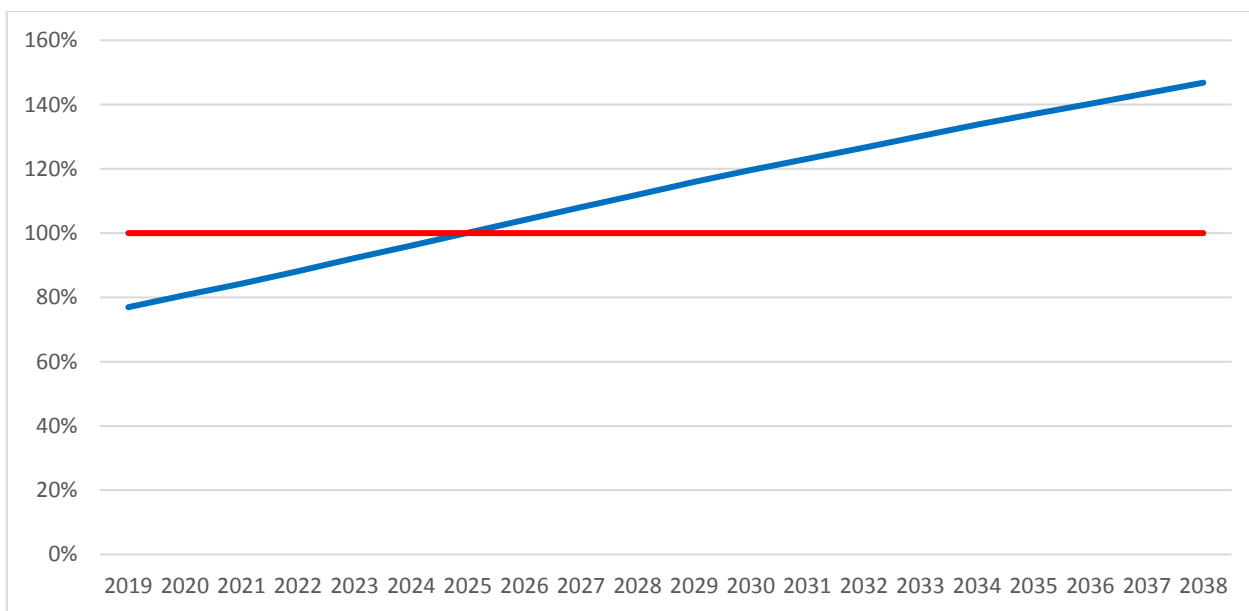


Figura 6.85 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de la S/E Panguilemo.

De la figura se aprecia que la S/E Panguilemo se cargaría en un 92% durante el quinquenio 2019 – 2023, alcanzando el 100% de su capacidad el año 2025 por lo que se manifiesta la necesidad de realizar una obra que permita absorber los incrementos de demanda en la zona, todo esto se

complementa con el estudio de ciudades en donde se indica que el crecimiento de la ciudad de Talca será predominantemente hacia el sector norte y oriente de la ciudad. Por los motivos indicados, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 10 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2038.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/15 kV, 10 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. Se ampliará el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. Se construirá un nuevo patio de 15 kV que permita la conexión de dos nuevos alimentadores y se acople al patio de 15 kV existente. El costo estimado de esta obra se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-44 Valorización de obra de Reemplazo Transformador en S/E Panguilemo

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	1.087
COSTO TOTAL INDIRECTOS	239
SUB TOTAL CONTRATO	1.326
COSTO TOTAL PROYECTO	1.545

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. Además, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

6.5.6 S/E PARRAL

La Subestación Parral se encuentra ubicada en la comuna de Parral, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. Esta subestación abastece la demanda de la comuna.



Figura 6.86 Ubicación de la S/E Parral

Actualmente la subestación es abastecida a través de la línea 1x154 kV Itahue – Charrúa de 243 km y con una capacidad de 107 MVA a 25 °C en los tramos desde donde se abastece la subestación, tramo Linares – Parral y el tramo Parral – Tap Chillán. Esta S/E está conformada por un patio de 154 kV uno de 66 kV y uno de 13,8 kV, los que son conectados a través de transformadores AT/AT y AT/MT. El transformador AT/AT tiene una capacidad de 75 MVA y el Transformador AT/MT posee una capacidad de 30 MVA.

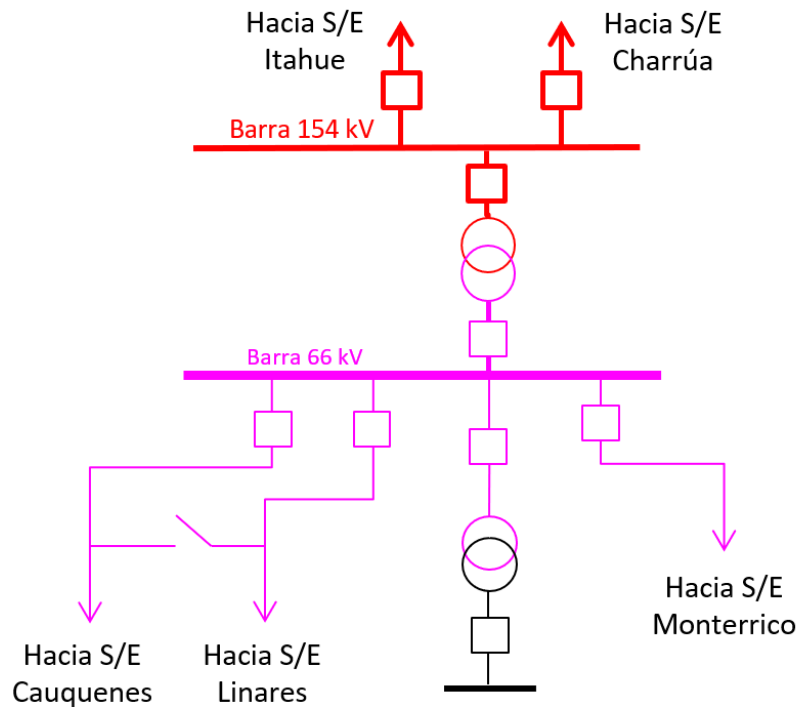


Figura 6.87 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Parral

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Parral se cargará por sobre el 90% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

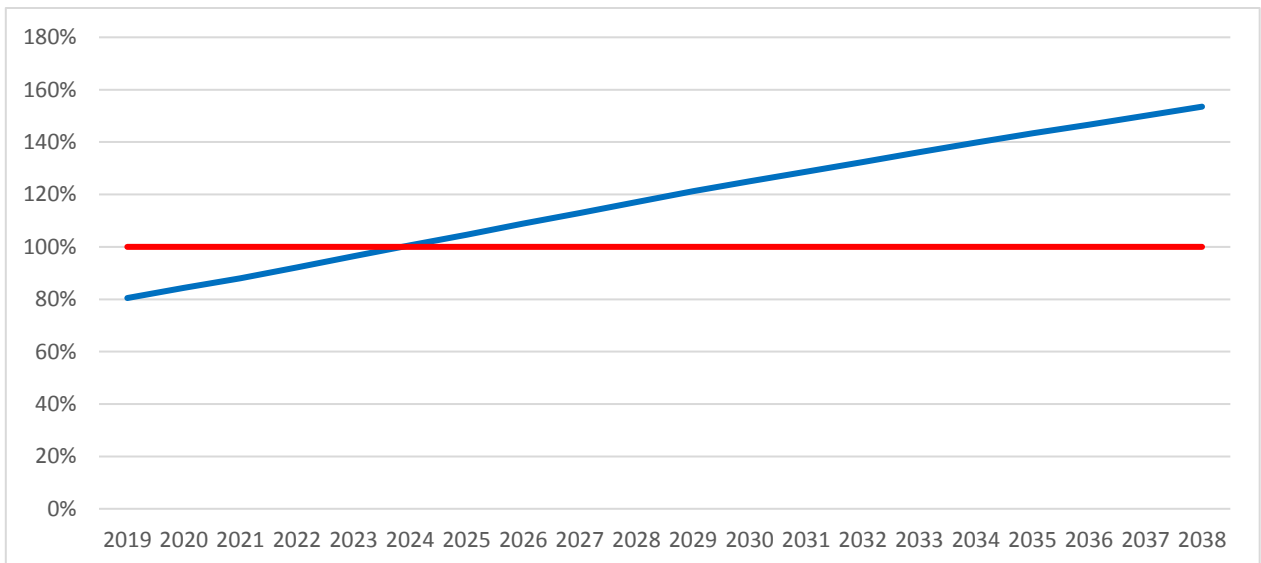


Figura 6.88 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de la S/E Parral.

De la figura se aprecia que la S/E Parral se cargaría en un 96% durante el quinquenio 2019 – 2023, alcanzando el 100% de su capacidad el año 2024 por lo que se manifiesta la necesidad de realizar una obra que permita absorber los incrementos de demanda en la zona, esta información es concordante con la propuesta de proyecto presentado por la empresa propietaria de las instalaciones y que responde a la misma necesidad identificada. Por los motivos indicados, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 30 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2038.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/13,8 kV, 30 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. Se ampliará el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. Se construirá un nuevo patio de 13,8 kV que permita la conexión de dos nuevos alimentadores y se acople al patio de 13,8 kV existente. En el caso de la empresa propietaria, ésta propone que la ampliación en MT sea con celdas y dejando habilitadas 6 posiciones de alimentador, es conveniente que la empresa propietaria declare porque su propuesta considera tales condiciones. El costo estimado de esta obra se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-45 Valorización de obra de Reemplazo Transformador en S/E Parral

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	1.443
COSTO TOTAL INDIRECTOS	317
SUB TOTAL CONTRATO	1.760
COSTO TOTAL PROYECTO	2.050

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. Además, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

6.5.7 S/E PELEQUÉN

La Subestación Pelequén se encuentra ubicada en la comuna de Malloa, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. Esta subestación abastece la demanda principalmente del sector oriente de la comuna.



Figura 6.89 Ubicación de la S/E Pelequén

Actualmente la subestación es abastecida a través de la línea 1x66 kV Rancagua – San Fernando de 55,9 km y con una capacidad que va entre los 36 MVA y los 52 MVA a 25 °C dependiendo del tramo y también puede ser abastecida a través de la línea 1x66 kV Malloa – Pelequén que actualmente posee un conductor CU 3/0 AWG y que por decreto (N° 293) será reemplazado por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 67 MVA a 35°C con sol. Esta subestación está conformada por un patio de 66 kV y en media tensión solo tiene un alimentador en 15 kV sin una barra como tal, los que son conectados a través de un transformador AT/MT de 4 MVA.

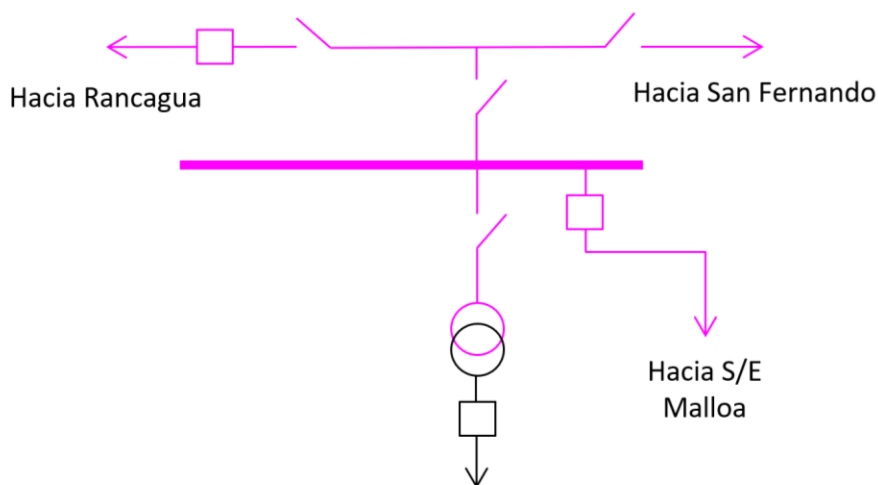


Figura 6.90 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Pelequén

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Pelequén se cargará por sobre el 90% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano, este porcentaje se obtiene a partir del percentil 99,86 de los registros de carga del transformador (3,2 MVA) debido a que se presentan unos peaks de demanda importantes que de considerarlos en la evaluación, la sobrecarga del transformador se registraría en los primeros años de análisis.

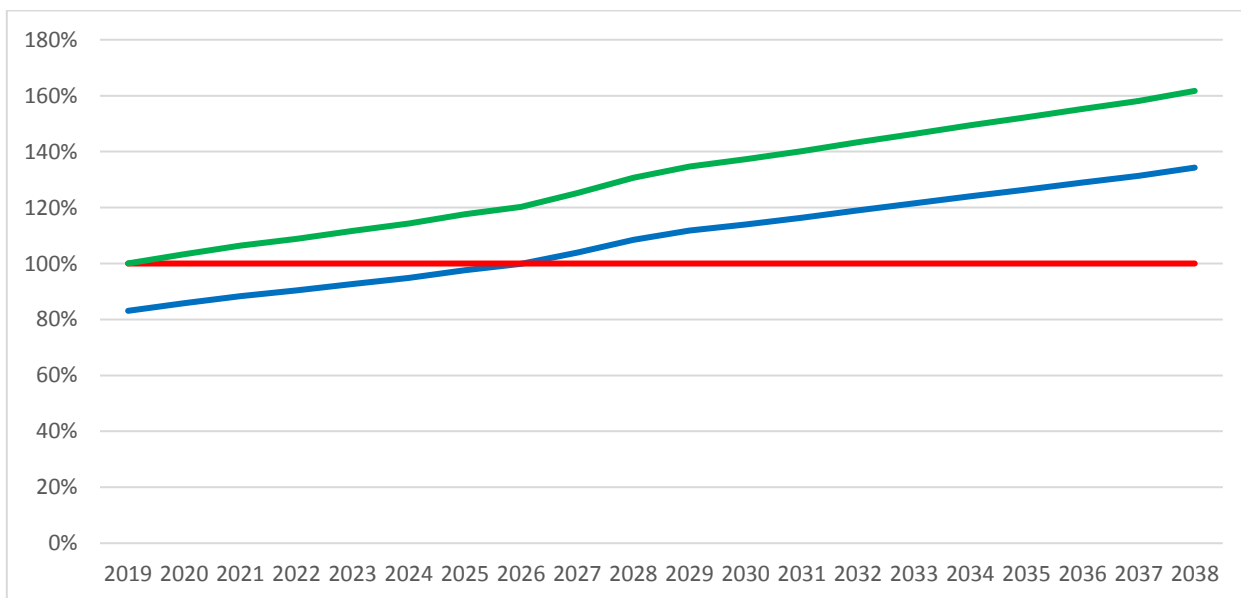


Figura 6.91 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de la S/E Pelequén.

De la figura se aprecia que la S/E Pelequén se cargaría en un 93% durante el quinquenio 2019 – 2023, alcanzando el 100% de su capacidad el año 2026. En caso de considerar el percentil 99,98

(17,4 MVA) de la carga del transformador, el presente año alcanzaría el 100% por lo que se manifiesta la necesidad de realizar una obra que permita absorber los incrementos de demanda en la zona y que permita dar seguridad a la subestación dado que tiene un único transformador en servicio y prácticamente sin capacidad de respaldo desde las subestaciones del entorno. Por los motivos indicados, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 10 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2038.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/15 kV, 10 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. Se ampliará el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. Se construirá un patio de 15 kV que permita la conexión de los dos transformadores (actual y nuevo), los dos nuevos alimentadores y con acoplador en el patio de 15 kV que permita realizar respaldos en MT. El costo estimado de esta obra se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-46 Valorización de obra de Reemplazo Transformador en S/E Pelequén

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	1.087
COSTO TOTAL INDIRECTOS	239
SUB TOTAL CONTRATO	1.326
COSTO TOTAL PROYECTO	1.545

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. Además, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

6.5.8 S/E HUALAÑÉ

La Subestación Hualañé se encuentra ubicada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región del Maule. Esta subestación abastece principalmente la demanda de la comuna.



Figura 6.92 Ubicación de la S/E Hualañé

Actualmente la subestación es abastecida a través de la línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé de 45,2 km y con una capacidad que va entre los 26,5 MVA y los 52 MVA a 25 °C dependiendo del tramo. Esta S/E está conectada en 66 kV a través de un desconectador y una barra en 13,2 kV, los que son conectados a través de un transformador AT/MT de 5 MVA.

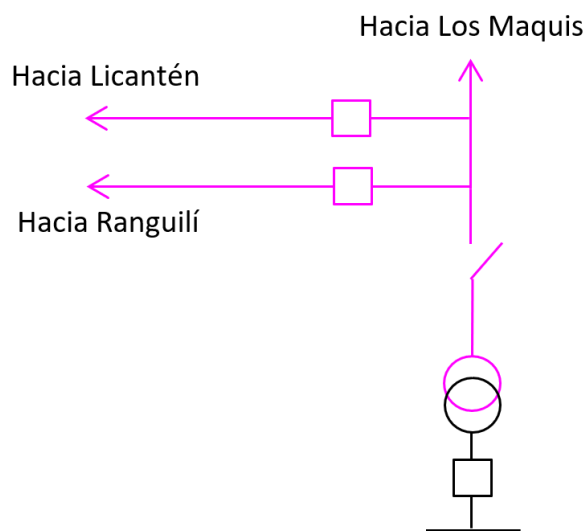


Figura 6.93 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Hualañé

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el único transformador de la subestación Hualañé, se cargará en un 97% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

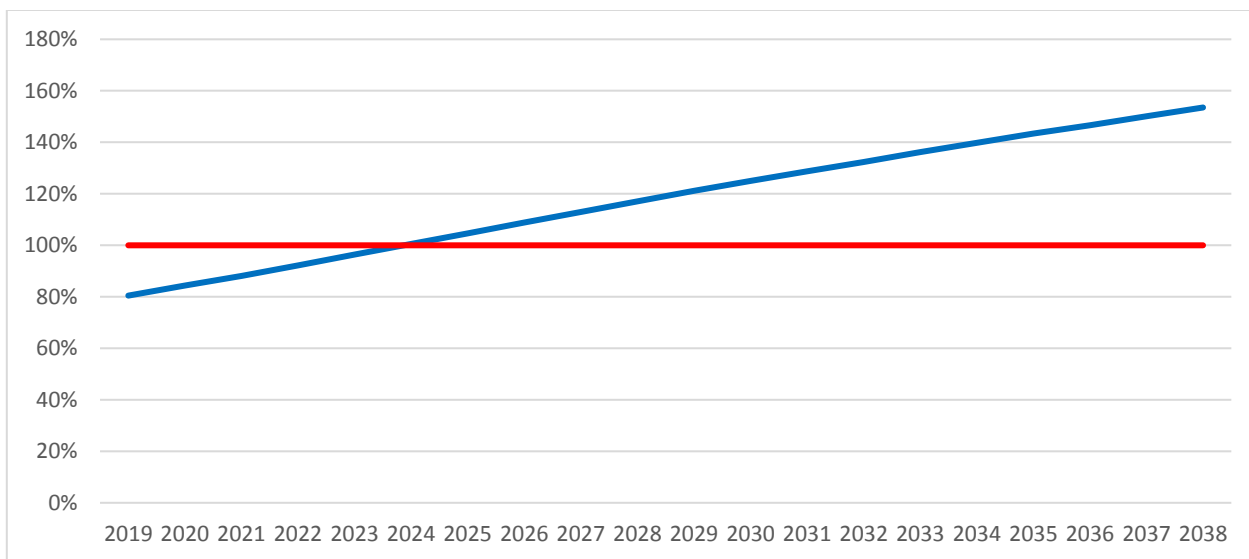


Figura 6.94 Proyección de Cargabilidad del Transformador de la S/E Hualañé.

De la figura se aprecia que el actual transformador de S/E Hualañé se cargaría sobre un 95% durante el quinquenio 2019 – 2023, alcanzando el 100% de su capacidad el año 2024, teniendo en cuenta que no hay capacidad de transformación de respaldo en la propia subestación, de las subestaciones colindantes difícilmente puede ser respaldada debido a la distancia a la que se encuentran (más de 10 kilómetros) y de la limitada capacidad de transformación que poseen, se recomienda la

incorporación de un nuevo transformador de 10 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2038.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/13,8 kV, 5 MVA, construyendo un patio de 66 kV con sus respectivos paños para el transformador, en ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. Se ampliará el patio de 13,8 kV tal que cuente con dos nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-47 Valorización de obra de Reemplazo Transformador en S/E Hualañé

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	1.000
COSTO TOTAL INDIRECTOS	220
SUB TOTAL CONTRATO	1.220
COSTO TOTAL PROYECTO	1.421

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. Además, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

6.5.9 S/E VILLA PRAT

La Subestación Villa Prat se encuentra ubicada en la comuna de Sagrada Familia, la cual pertenece a la Región del Maule. Esta subestación abastece principalmente la demanda de la comuna.



Figura 6.95 Ubicación de la S/E Villa Prat

Actualmente la subestación es abastecida a través de la línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé de 45,2 km y con una capacidad que va entre los 26,5 MVA y los 52 MVA a 25 °C dependiendo del tramo. Esta S/E está conectada en 66 kV a través de desconectadores, posee una barra en 13,2 kV, los que son conectados a través de dos transformadores AT/MT de 5 y 5,6 MVA.

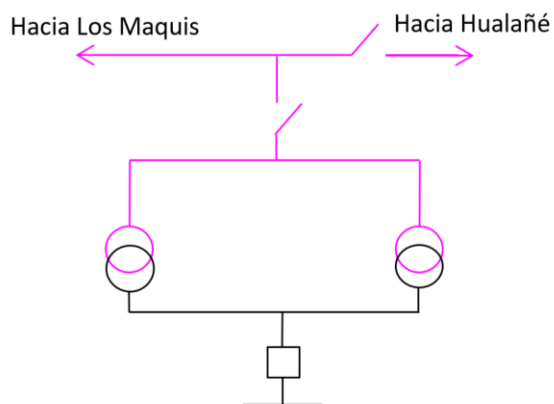


Figura 6.96 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Villa Prat

Del diagnóstico desarrollado se identifica que los transformadores de la subestación Villa Prat, se cargarán en un 96% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

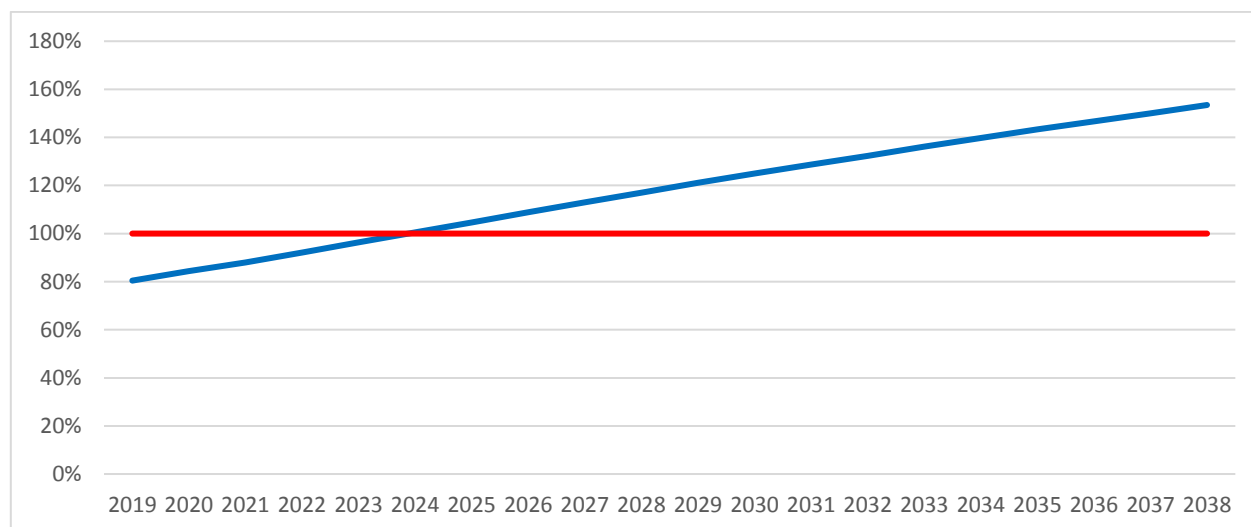


Figura 6.97 Proyección de Cargabilidad del Transformador de la S/E Villa Prat.

De la figura se aprecia que los actuales transformadores de S/E Villa Prat se cargaría sobre un 95% durante el quinquenio 2019 – 2023, alcanzando el 100% de su capacidad el año 2024, teniendo en cuenta que no hay capacidad de transformación de respaldo en la propia subestación, que de las subestaciones del entorno cercano difícilmente puede ser respaldada debido a la distancia a la que se encuentran (S/E Parronal que se encuentra a 10 kilómetros) y de la limitada capacidad de transformación que poseen, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 15 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2038.

El proyecto propuesto consiste en el reemplazo del transformador 66/13,8 kV, 5 MVA, construyendo un patio de 66 kV con sus respectivos paños para el transformador, en ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. Se ampliará el patio de 13,8 kV tal que cuente con dos nuevos alimentadores. El costo estimado de esta obra se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-48 Valorización de obra de Reemplazo Transformador en S/E Villa Prat

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	1.285
COSTO TOTAL INDIRECTOS	283
SUB TOTAL CONTRATO	1.568
COSTO TOTAL PROYECTO	1.827

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. Además, considera movimiento de tierras, ampliación de la malla de puesta a tierra y adecuaciones de los servicios auxiliares.

6.5.10 LÍNEA 1X66 KV TALCA – PIDUCO

La línea 1x66 kV Talca – Piduco se encuentra en la Región del Maule, en el sector de Talca.

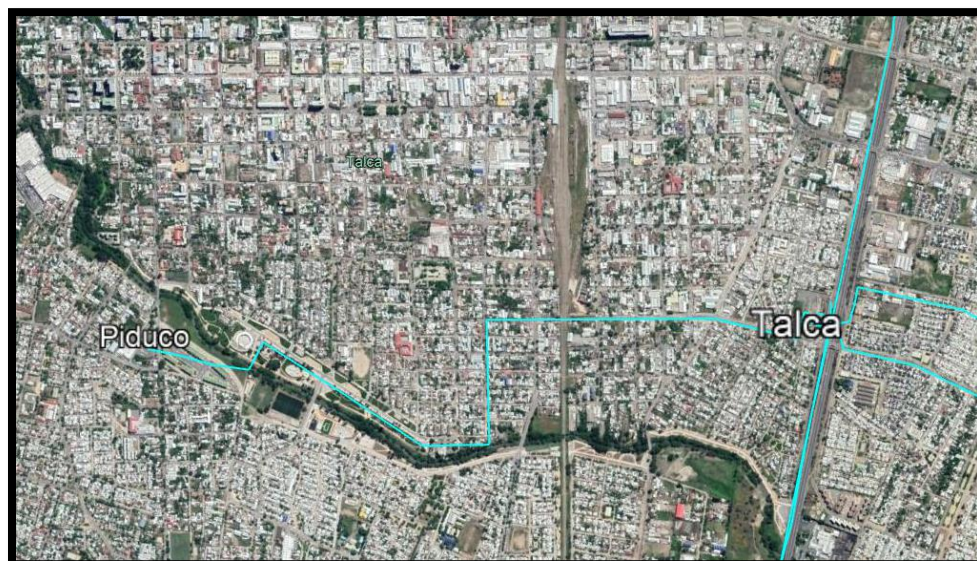


Figura 6.98 Línea 1x66 kV Talca - Piduco, Vista Aérea

La línea se compone del tramo Talca – Estructura 29 con una longitud 2,5 km aproximadamente con conductor Cu 3/0 con una capacidad de 47 MVA aproximadamente a 25 °C, y del tramo Estructura 29 – Piduco de 0,4 km de longitud con conductor AAAC Bute de 52 MVA a 25 °C. Esta línea abastece los consumos de S/E Piduco desde S/E Talca.

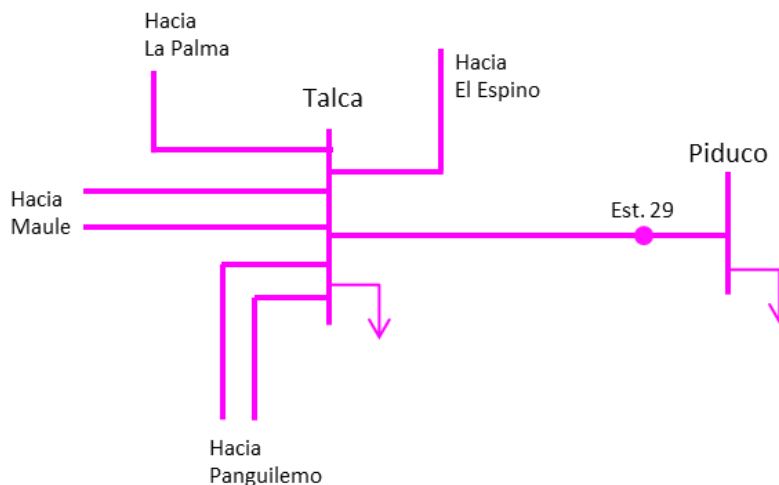


Figura 6.99 Diagrama Unilineal Simplificado, Zona Talca - Piduco

Las capacidades informadas por la empresa y las temperaturas utilizadas en el análisis son las presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 6-49 Capacidades por Temperatura, Línea 1x66 kV Línea Talca - Piduco

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
Talca - Estructura 29	35 °C	0,366	30 °C	0,420	20 °C	0,437	15 °C	0,483
Estructura 29-Piduco	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 Talca – Piduco se cargará por sobre el 115% en el transcurso de los próximos cinco años, cuyo escenario de mayor exigencia se manifiesta durante el periodo de verano.

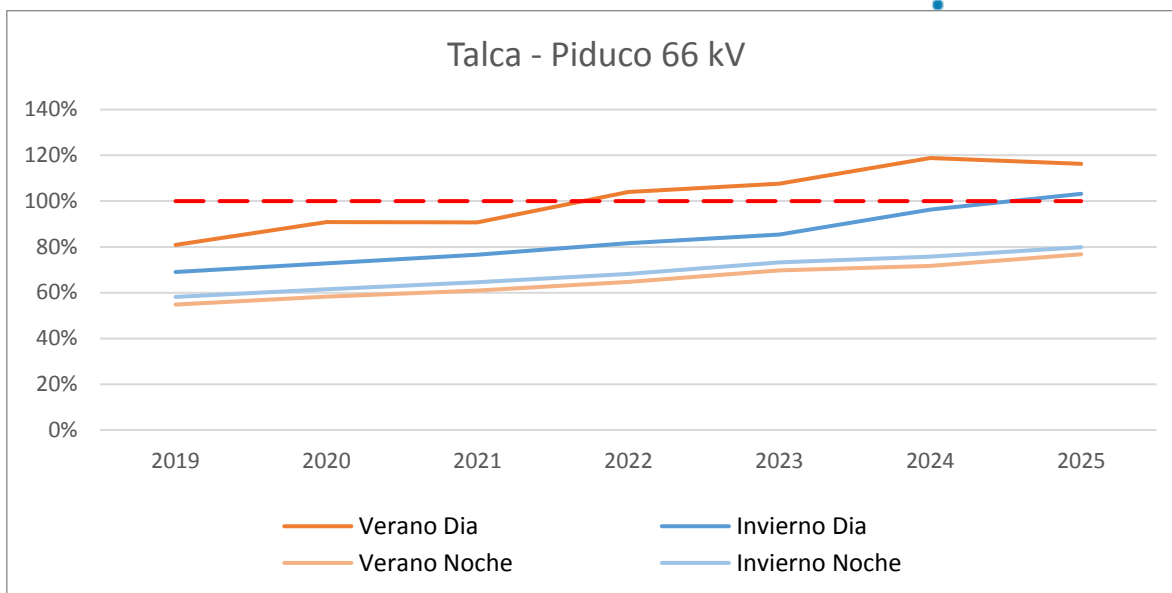


Figura 6.100 Cargabilidad Línea 1x66 kV Talca - Piduco

Bajo los análisis indicados anteriormente, se requiere una capacidad de transmisión de 82 MVA para mantener una cargabilidad máxima estimada del 85% hasta el 2038, esto corresponde a 0,72 kA a 35 °C.

Por estos motivos, se recomienda el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Talca – Piduco de 2,9 km, con conductor ACCC Helsinki.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la 1x66 kV Talca – Piduco de 2,9 kilómetros, por un conductor de alta capacidad, en este caso el conductor considerado es el ACCC Helsinki. El costo estimado de este proyecto se muestra en la presente tabla.

Tabla 6-50 Valorización de obra refuerzo, Línea 1x66 kV Línea Talca - Piduco

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	403
COSTO TOTAL INDIRECTOS	52
SUB TOTAL CONTRATO	456
COSTO TOTAL PROYECTO	531

6.5.11 LÍNEA 1X66 KV LAS ARAÑAS – EL PEUMO

La línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo se encuentra en la Región Metropolitana de Santiago, en la comuna de San Pedro, provincia de Melipilla.

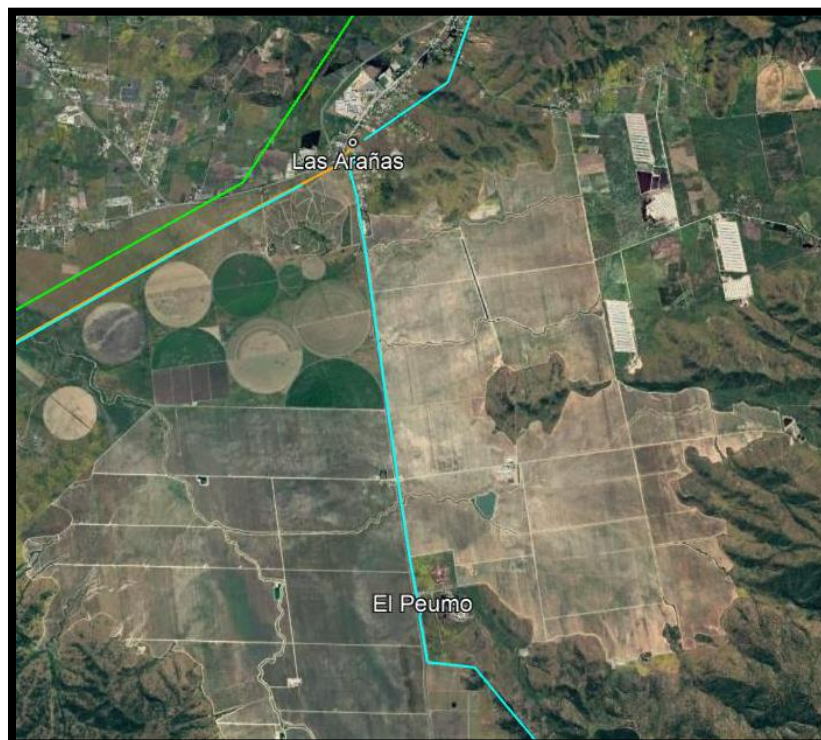


Figura 6.101 Línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo, Vista Aérea

La línea posee una longitud de 5,7 km aproximadamente y el conductor informado es de tipo AAAC Alliance con una capacidad de 45 MVA a 25 °C. Actualmente esta línea abastece los consumos de SS/EE El Peumo, Santa Rosa y Alhué.

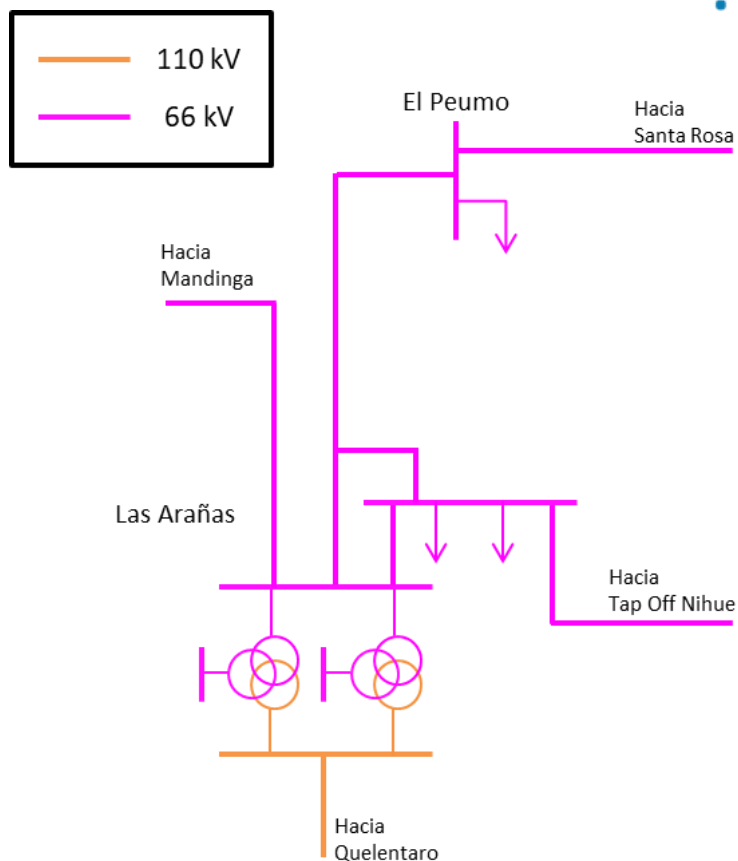


Figura 6.102 Diagrama Unilineal Simplificado, Zona Las Arañas – El Peumo

Las capacidades informadas por la empresa y las temperaturas utilizadas en el análisis son las presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 6-51 Capacidades por Temperatura, Línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo

Línea	Verano Día		Verano Noche		Invierno Día		Invierno Noche	
	T°	kA	T°	kA	T°	kA	T°	kA
Las Arañas-El Peumo	35 °C	0,347	30 °C	0,401	20 °C	0,415	15 °C	0,461

Del diagnóstico desarrollado se identifica que la línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo se cargará por sobre el 95% en el transcurso de los próximos cinco años, cuyo escenario de mayor exigencia se manifiesta durante el periodo de verano.

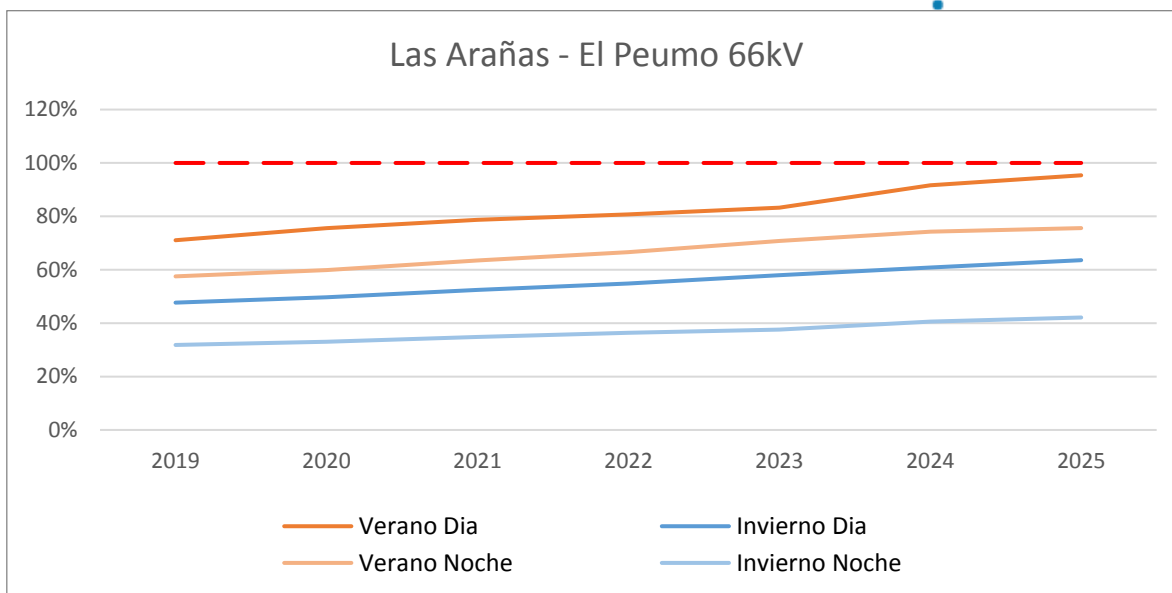


Figura 6.103 Cargabilidad Línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo

Bajo los análisis indicados anteriormente, se requiere una capacidad de transmisión de 66 MVA para mantener una cargabilidad máxima estimada del 85% hasta el 2038, esto corresponde a 0,58 kA a 35 °C.

Por estos motivos, se recomienda el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo de 5,7 km de longitud con conductor ACCC Helsinki.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo de 5,7 kilómetros, por un conductor de al menos 66 MVA de capacidad a 35 °C.

Tabla 6-52 Valorización de obra refuerzo Línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	766
COSTO TOTAL INDIRECTOS	100
SUB TOTAL CONTRATO	866
COSTO TOTAL PROYECTO	1.009

6.5.12 BARRA 66 KV S/E TENO

La Subestación Teno se encuentra ubicada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región del Maule. Esta subestación abastece principalmente la demanda de la comuna y a su vez recibe generación de la central Teno y que pronto integrará un nuevo proyecto de generación denominado Teno Gas 50.

Esta subestación se encuentra conectada en 154 kV a las subestaciones Tinguiririca al norte y a S/E Itahue al sur, también tiene conexiones en 66 kV con subestación Curicó desde donde se alimenta la subestación Rauquén y una línea que conecta con subestación San Fernando desde donde se alimentan las subestaciones Chimbarongo y Quinta.



Figura 6.104 Ubicación de la S/E Teno

De los análisis realizados por el Coordinador en conjunto con la empresa promotora del proyecto de generación, se identificaron varios escenarios o configuraciones de la Subestación Teno en que la barra principal y de transferencia de 66 kV en los cuales los niveles de cargabilidad son mayores que la capacidad de la barra, sin el proyecto; situaciones que aumenta en su nivel de potencial sobrecarga con la conexión del proyecto, por lo cual para que se conecte la Central Teno Gas 50 se debe cambiar el conductor de barra por uno de mayor capacidad.

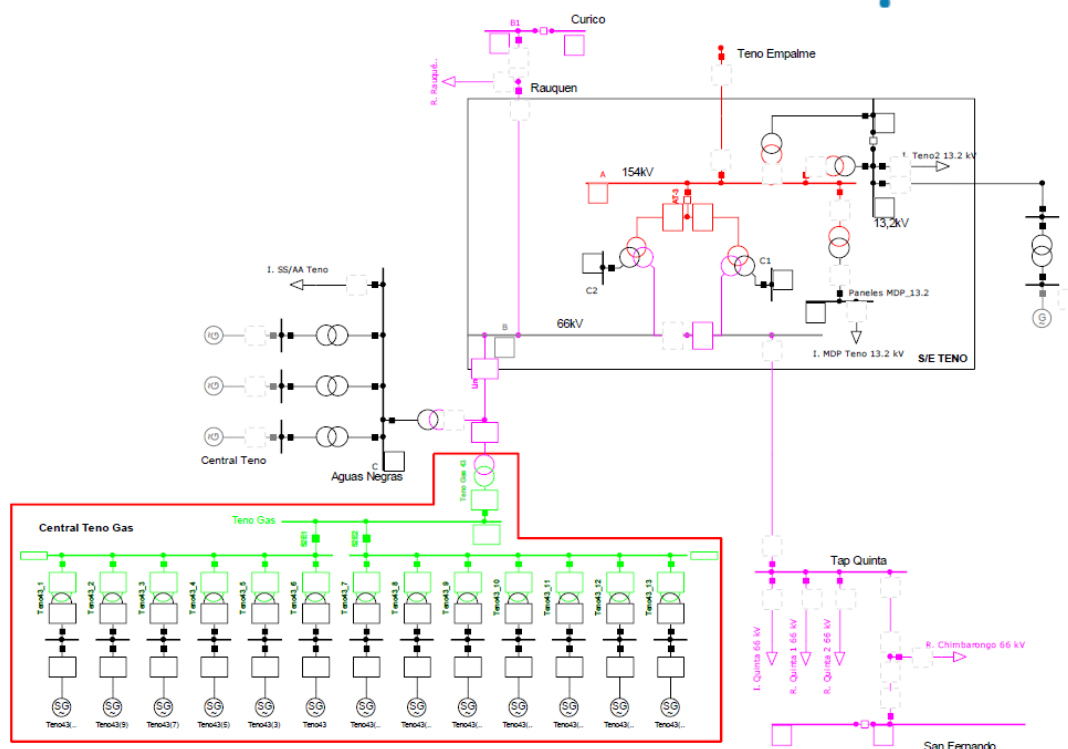


Figura 6.105 Unilineal con proyecto de la S/E Teno

El costo estimado de este proyecto se muestra en la presente tabla.

Tabla 6-53 Valorización de obra refuerzo Barra 1x66 kV S/E Teno

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	244
COSTO TOTAL INDIRECTOS	32
SUB TOTAL CONTRATO	275
COSTO TOTAL PROYECTO	321

6.5.13 ANÁLISIS COMPENSACION REACTIVA ZONA JAHUEL - CHARRÚA

De la caracterización del sistema, y en específico considerando los transformadores, equipos con una demanda constante de reactivos, se obtiene una predominante tendencia en las capacidades y en la compensación de reactivos instalada, de 30 MVA y 2,5 MVAR respectivamente. La tendencia se mantiene al integrar los nuevos proyectos a entrar en operación en los próximos años de acuerdo con el Decreto N° 418, aumentando la capacidad transformadora entre un 15 y un 20%, sin embargo, la capacidad instalada de compensación no alcanza el 10%.

Lo anterior provoca una carencia de compensación reactiva que se mantiene en el tiempo al no incluir nuevos proyectos de bancos de condensadores. El déficit de reactivos provocado por el consumo interno del transformador en comparación con la compensación reactiva instalada se mantiene en diferencias superiores al 100%. Estas razones dan pie para generar una primera propuesta de bancos de condensadores que permita compensar el consumo de reactivos de transformadores y de mejorar los niveles de tensión de un grupo de subestaciones que no estarían cumpliendo con lo exigido por la NTSyCS.

El déficit de reactivos es muy revelador en el proceso de las simulaciones que se realizaron en la zona de estudio quedando esto en evidencia al proyectar el crecimiento del sistema, para lograr converger en los escenarios de mayor exigencia (verano día), se requirió considerar aportes adicionales de reactivos para lograr la convergencia en los años 2024 - 2025 (15 y 37 MVAR respectivamente).

Este diagnóstico se ve respaldado con los datos de operación del sistema en que muestra que los flujos tanto de Alto Jahuel y de Charrúa tienen altos niveles de inyección de reactivos durante toda la época estival.

Las subestaciones en las que se requieren compensación reactiva para superar los bajos niveles de tensión que se presentan actualmente o en el corto plazo, se pueden agrupar de la siguiente manera:

- SS/EE San Fernando, La Ronda, San Vicente de Tagua Tagua, Las Cabras y El Manzano.
- SS/EE Placilla, Nancagua, Paniahue, Lihueimo y Marchigüe.
- SS/EE Villa Prat, Parronal, Hualañé y Ranguilí.
- SS/EE Parral, Paso Hondo, Cauquenes, La Vega, Retiro, San Gregorio y San Carlos.

A modo ilustrativo se presenta una gráfica con los niveles de tensión de la zona de Parral, dado que actualmente es una de las zonas más críticas en cuanto a cumplimiento de niveles de tensión y capacidad disponible. En la ilustración se muestran los perfiles de tensión de las barras de Charrúa, Pueblo Seco, Monterrico y Parral de 154 [kV], esperados para el verano del año 2023, periodo escogido dado que se espera que sea el último verano antes de que se concrete la línea costera decretada en el Decreto Exento N°418, cuyo uno de sus propósitos es aliviar la cargabilidad del sistema de 154 kV.

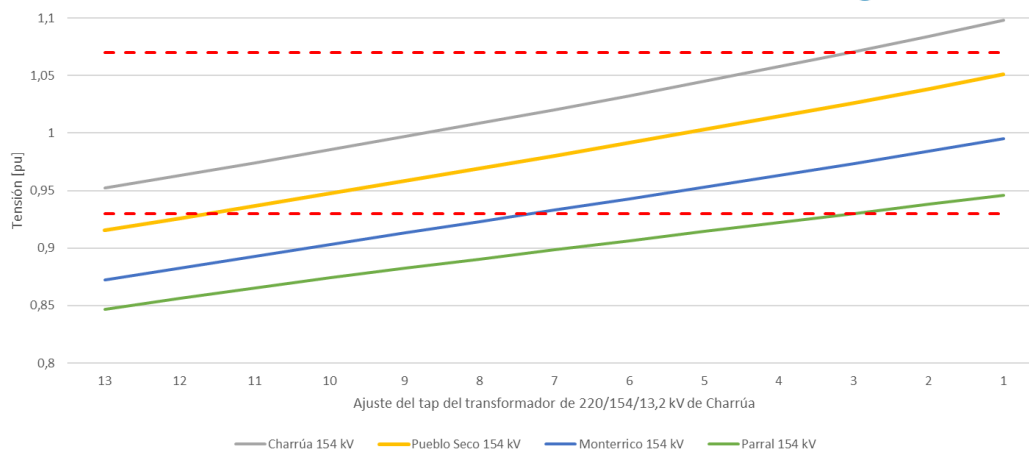


Figura 6.106 Perfil de tensión zona Charrúa – Parral verano 2023

Se aprecia que a través del ajuste del tap del transformador 220/154/13,8 kV de la S/E Charrúa no es posible mantener los niveles de tensión de la S/E Parral dentro de los rangos establecidos en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio. Si bien, si se emplean los taps más bajos se logra mantener los niveles de tensión de la S/E Parral dentro de los límites permisibles, esto no es factible ya que la barra de 154 kV de la S/E Charrúa sobre pasaría el límite superior de tensión.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que los niveles de tensión en la S/E Parral no cumplen con los niveles establecidos en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio, y no existen medidas operativas para mejorar dicha situación antes del año 2023, en el cual entraría la línea costera y permitiría disminuir la carga abastecida desde la S/E Parral.

Como propuesta de solución se evaluó la incorporación de un proyecto de compensación para mejorar los perfiles de tensión en la zona. Se analizó el desempeño del sistema ante la incorporación de un equipo de compensación ubicado en la S/E Monterrico y en la S/E Parral, en los niveles de tensión de 154 kV y 66 kV, uno a la vez, y se examinó un rango de 5 a 25 [MVar] de compensación empleando pasos de 5 [MVar]. Los resultados se realizaron para la demanda máxima esperada durante el periodo de verano del año 2023, ya que fue el periodo más exigente observado en el diagnóstico. Además, el tap empleado en el transformador 220/154/13,8 kV de Charrúa se mantuvo en la posición número 5. De lo anterior se obtuvieron los siguientes resultados.

Compensación en Monterrico 66 kV

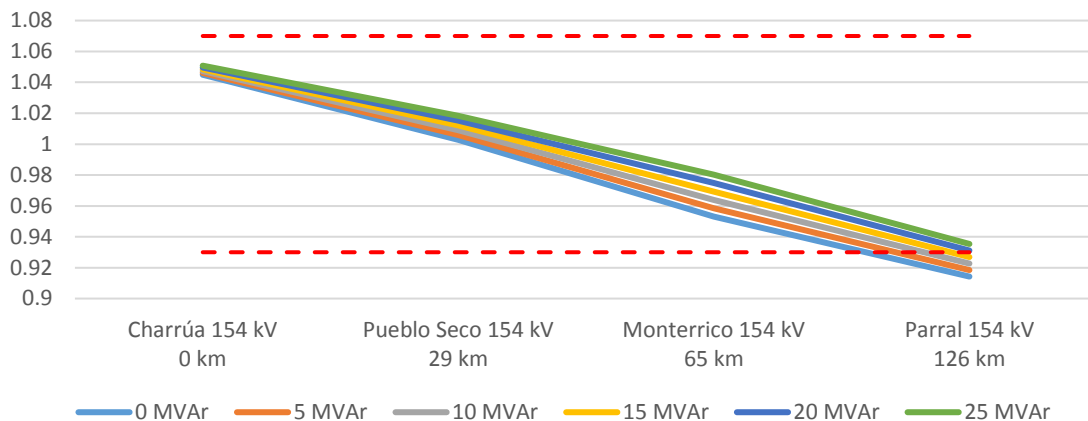


Figura 6.107: Perfiles de tensión al emplear un BBCC en Monterrico 66 kV

Compensación en Monterrico 154 kV

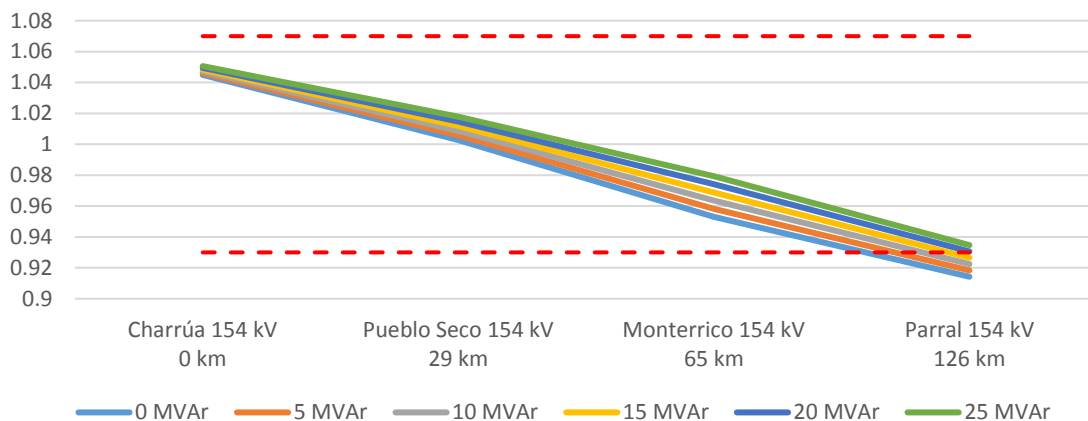


Figura 6.108: Perfiles de tensión al emplear un BBCC en Monterrico 154 kV

Compensación en Parral 66 kV

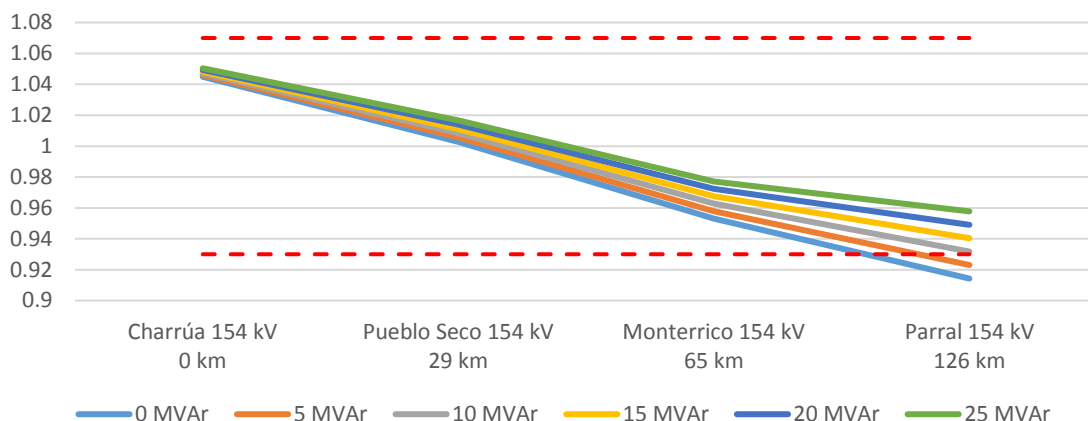


Figura 6.109: Perfiles de tensión al emplear un BBCC en Parral 66 kV

Compensación en Parral 154 kV

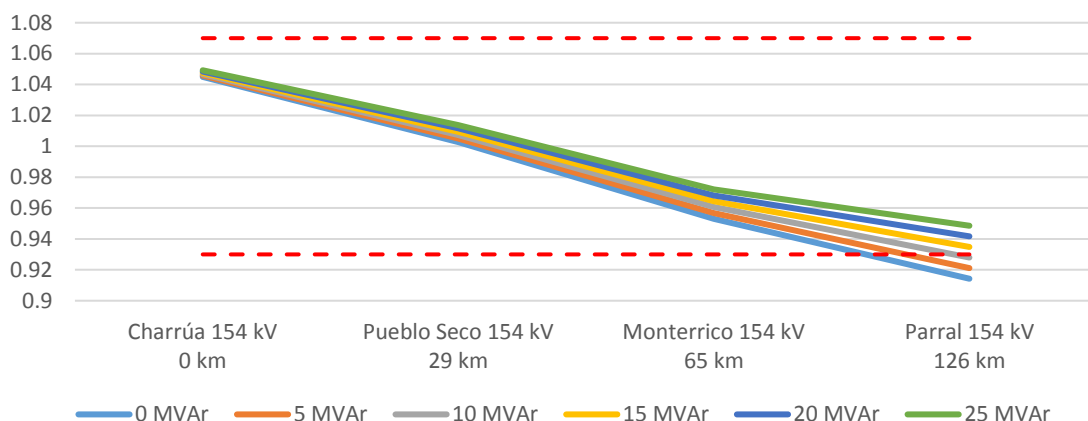


Figura 6.110: Perfiles de tensión al emplear un BBCC en Parral 154 kV

De las figuras se aprecia que un banco de condensador en la S/E Parral genera efectos positivos mayores que al incorporar un banco de condensador en la S/E Monterrico. Respecto al nivel de tensión en el cual realizar la compensación se observa que al incorporar el banco de condensador en 66 kV es mejor que respecto a instalar el equipo en 154 kV, si bien dicha diferencia es menor en la S/E Monterrico, en la S/E Parral se aprecian beneficios mayores al compensar en 66 kV. En la siguiente figura, se presenta en detalle los niveles de tensión en parral para el rango de compensación entre 10 y 20 [MVar].

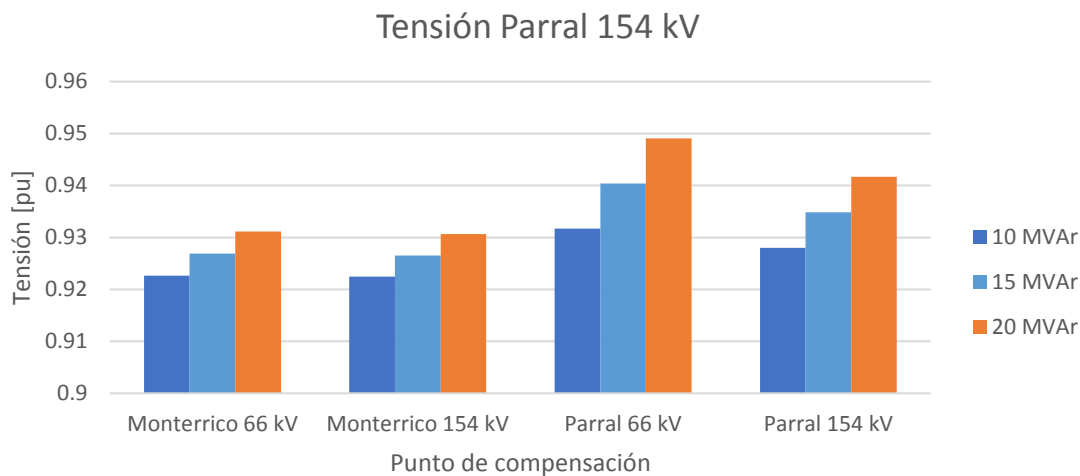


Figura 6.111: Tensión en Parral al Compensar Reactivos

De la imagen se observa en detalle que la compensación es mejor en la barra de 66 kV. Por otro lado, se detecta que un equipo de compensación de 10 [MVar] en la barra de 66 kV de la S/E Parral es el requerimiento mínimo para lograr un perfil de tensión dentro de los límites admisibles. No obstante, se prioriza un banco de condensador de 15 MVar en la S/E para así tener un mejor control de tensión en la subestación.

Adicionalmente a partir de los registros del paño AT1 de la S/E Parral, correspondientes al año 2017, se elaboró una curva de duración del consumo de reactivos del periodo de verano y horas de alta demanda (11-17 hrs), con el propósito de determinar el porcentaje del tiempo en el cual el consumo de reactivos es superior a 15 MVar durante el periodo de máxima exigencia. Obteniéndose que durante un 40 % del tiempo del periodo indicado se requerían más de 15 MVar en la subestación, lo cual se puede observar en la figura posterior.

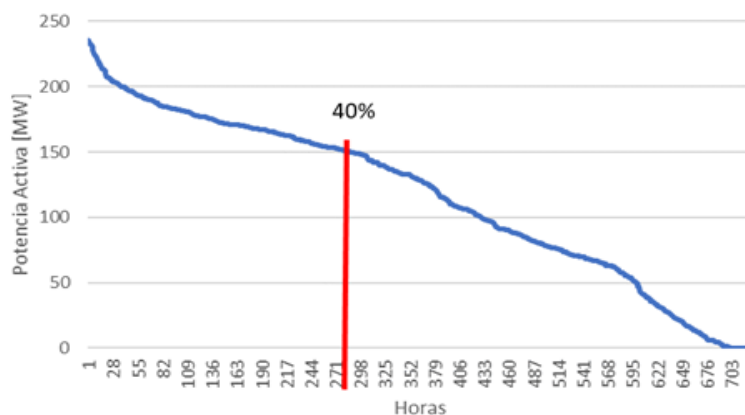


Figura 6.112 Requerimiento de Reactivos, zona en análisis

6.5.13.1 BBCC S/E Parral

La Subestación Parral está descrita en 6.5.6 y en virtud del diagnóstico desarrollado y las soluciones analizadas el proyecto que se propone consiste en incorporar un equipo de compensación reactiva de 15 MVar con pasos de 5 MVar en la S/E Parral.

Tabla 6-54 Valorización estimada de la Ampliación en S/E Parral

DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTOS	663
TOTAL COSTO INDIRECTOS	86
SUB TOTAL CONTRATO	749
COSTO TOTAL PROYECTO	873

Cabe indicar que si bien existe una obra de largo plazo para esta zona cuya puesta en servicio estimada es a mediados del año 2023, se propone esta obra ya que podría estar operativa antes del verano del 2023 y así evitar posibles racionamientos en la zona. Además, esta obra sería sumamente necesaria en caso de eventuales retrasos de la línea costera, lo cual es totalmente posible debido a la experiencia reciente en la realización de obras de esa envergadura. Por último, cabe indicar que lo ideal sería que la empresa propietaria de la S/E Parral desarrollase esta obra mediante el mecanismo que impone el artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos, ya que este proyecto presenta todas las características necesarias para cumplir con el proceso que enmarca dicho artículo.

6.5.13.2 Zona Jahuel - Charrúa BBCC en MT

Del conjunto de subestaciones que presenta bajos niveles de tensión, se recomienda la instalación de bancos de condensadores en media tensión con el fin de mejorar la calidad del servicio sobre todo a partir del 2023.

Tabla 6-55 Recomendación de Compensación Reactiva por Subestación

Subestaciones	Compensación Reactiva
S/E Villa Prat	5 MVar
S/E Parronal	5 MVar
S/E Paniahue	5 MVar
S/E Marchigüe	5 MVar
S/E Portezuelo	5 MVar

Además, se detectan algunas subestaciones que presentan altos niveles de consumo de reactivos ya sea por el consumo interno de sus propios equipos de transformación o por encontrarse conectados a través de largas líneas para el nivel de tensión al cual operan. Entre ellas destacan Bajo Melipilla, Piduco, Rosario, Chacahuín.

De acuerdo con lo anterior, sumado a los análisis desarrollados en la tesis “Estudio del Comportamiento de la Potencia Reactiva en Sistemas Zonales y Propuesta de Criterios para la Compensación en Subestaciones AT/MT”¹¹ elaborada en el Coordinador, se recomienda para esta primera etapa instalar compensación de reactivos de conformidad con la Tabla 6-56

Tabla 6-56 Recomendación de Compensación Reactiva por Subestación.

Subestaciones	Compensación Reactiva
S/E Bajo Melipilla	5 MVar
S/E Piduco	5 MVar
S/E Rosario	5 MVar
S/E Chacahuín	5 MVar

El costo estimado para cada uno de estos proyectos se muestra en la Tabla 6-57.

Tabla 6-57 Valorización de obra instalación BBCC en MT (5 MVar)

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (miles de US\$)
TOTAL COSTO DIRECTO	301
COSTO TOTAL INDIRECTOS	126
SUB TOTAL CONTRATO	427
COSTO TOTAL PROYECTO	552

¹¹ Anexo 4 de este documento.

PE Los Trigales	154.8	S/E Río Malleco	Río Malleco 220 kV
PE Virquenco	151.2	S/E Varones 220 kV	Los Varones 220 kV
PE San Matías	140	L. 1x220 kV Tap M. Dolores - Celulosa Laja	Los Varones 220 kV
PE Vergara	39.6	Línea 1x220 kV Charrúa - Santa Fé	Los Varones 220 kV
PE La Esperanza II	17.5	S/E Negrete 66 kV	Negrete 66 kV
PE Mesamavida	60	S/E Santa Luisa 154 kV	Santa Luisa 154 kV
Total	635.1 MW		

Estas centrales fueron incorporadas al plan de obras de generación correspondiente al Escenario 1 utilizado previamente, reemplazando centrales de similar potencia y producción de energía anual, pero de carácter genérico, y ubicadas en distintos puntos del sistema, principalmente en la zona sur del país (Charrúa al sur), pero de manera menos concentrada que en el caso de este grupo.

El ejercicio que se pretende desarrollar tiene por objetivo analizar un posible proyecto de expansión del sistema que permita dar cabida a los nuevos desarrollos en materia de generación para el mediano plazo, dado que las soluciones de carácter estructural, si bien ya han sido promovidas en versiones anteriores de esta propuesta y han sido decretadas, su materialización se espera para alrededor del año 2030, resultando muy lejano en comparación con los requerimientos actuales.

En este sentido, se busca analizar una obra de menor envergadura, pero que permita maximizar el uso del sistema de transmisión actual y en construcción en la zona, permitiendo, además, la inyección de energía de estas centrales en desarrollo y otras que pudieran pretender instalarse en la zona.

Para ilustrar la problemática que se intenta resolver, la Figura 6.114 muestra el uso esperado del tramo 1x220 kV El Rosal – Charrúa, bajo el escenario mencionado, con las centrales descritas en la Tabla 6-58 incorporadas en la modelación.

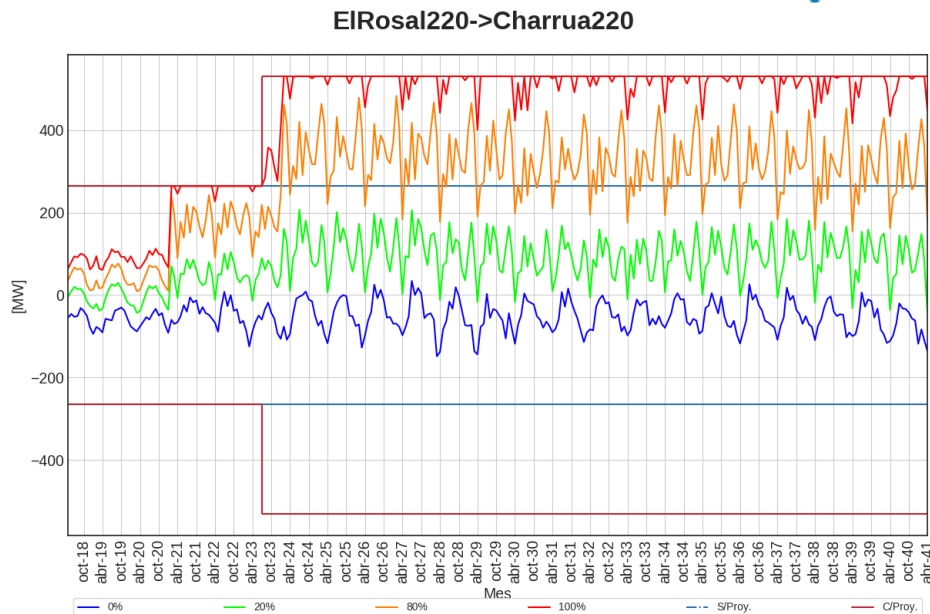


Figura 6.114: Uso esperado tramo El Rosal - Charrúa 220 kV, con proyecto.

El gráfico muestra que este tramo, en particular, presenta un requerimiento importante de capacidad de transmisión una vez que es seccionado en la S/E Mulchén, especialmente en la medida en que se conectan los proyectos de generación listados, y otros en construcción o comprometidos, en las SS/EE Duqueco, Los Varones y Mulchén. En este sentido, es importante destacar que el cambio de conductor propuesto no implica una modificación de la reactancia del tramo, permaneciendo prácticamente igual, de modo que la distribución de flujos relativamente similar entre los tres circuitos que parten desde la S/E Mulchén hacia el norte, lo que obliga a contar con una capacidad de transporte por circuito del orden de los 580 MVA (@ 25°C con sol) que posee la línea 2x220 kV Mulchén – Charrúa, propiedad de Transchile. Si bien esta situación puede resultar un poco contraintuitiva (enmallar dos corredores con capacidad distintas e impedancias similares), la evaluación económica, y los análisis eléctricos preliminares que se realizaron, dan cuenta de los beneficios que esta nueva configuración de la zona puede ofrecer para el sistema, y especialmente para permitir la conexión de los proyectos que se presentaron u otros que podrían desarrollarse a futuro.

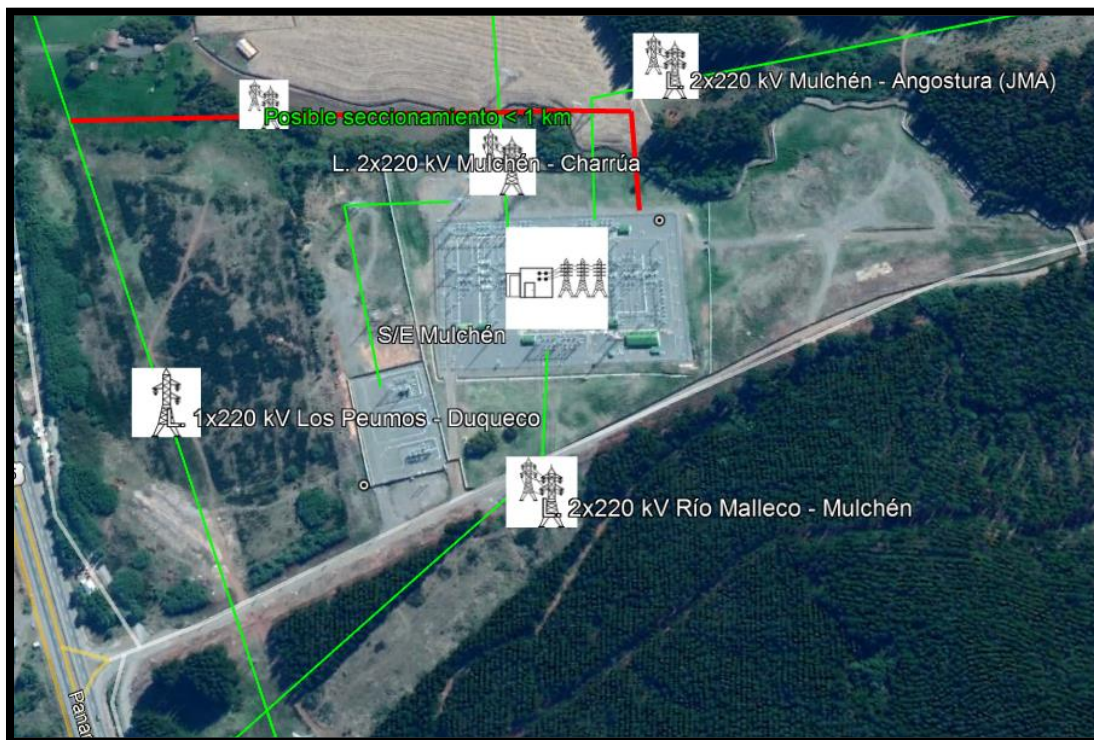


Figura 6.115: Ubicación proyecto de seccionamiento en S/E Mulchén.

La Figura 6.115 muestra la cercanía de la línea 1x220 kV Los Peumos – Duqueco con la S/E Mulchén, requiriéndose menos de 1 km de línea para realizar el seccionamiento. Esta situación corresponde a una ventaja importante en términos del desarrollo del proyecto y los tiempos involucrados, ya que permitiría ejecutar primero las obras asociadas al seccionamiento, para luego poder ejecutar las desconexiones, en caso de requerirse, de los tramos de línea hacia el norte, sin perder la posibilidad de inyección de las centrales que se encontrarán conectadas en las SS/EE Duqueco, Los Varones o El Rosal.

El valor de inversión referencial estimado para este proyecto alcanza los 16,6 MMUSD, de los cuales 4,2 MMUSD corresponden al costo del seccionamiento y 12,3 al cambio de conductor del tramo Duqueco – Charrúa. El desglose de ambas valorizaciones se presenta en la Tabla 6-59 y en la Tabla 6-60.

Tabla 6-59: Valorización seccionamiento en S/E Mulchén.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL [MUSD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	3,197
1.1	Ingeniería	149
1.2	Instalación de Faenas	60
1.3	Suministro, Obras Civiles	2,988
1.4	Gestión medioambiental	
1.5	Servidumbre	

2	COSTO TOTAL INDIRECTOS (US\$)	416
2.1	Dirección de obra	96
2.2	Gastos generales y seguros	256
2.3	Inspección técnica de obra	64
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	3,613
4	Utilidades del Contratista	361
5	Contingencias	181
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	4,155

Tabla 6-60: Valorización repotenciamiento tramo 1x220 kV Mulchén - Charrúa.

ITEM	DESCRIPCION	COSTO TOTAL [MUSD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	9,454
1.1	Ingeniería	342
1.2	Instalación de Faenas	213
1.3	Suministro, Obras Civiles	8,899
1.4	Gestión medioambiental	0
1.5	Servidumbre	0
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS (US\$)	1,229
2.1	Dirección de obra	284
2.2	Gastos generales y seguros	756
2.3	Inspección técnica de obra	189
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	10,683
4	Utilidades del Contratista	1,068
5	Contingencias	534
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	12,285

A continuación, en la Tabla 6-61, se presentan los resultados de la evaluación económica del proyecto en análisis.

Tabla 6-61: Resultados evaluación económica proyecto zona Mulchén - Charrúa.

Seccionamiento S/E Mulchén + Cambio conductor Mulchén - Charrúa 1x220 kV					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2018	870,467	870,467	-	-	-
2019	1,276,282	1,276,282	-	-	-
2020	1,260,511	1,260,511	-	-	-
2021	1,145,309	1,145,309	-	666	666
2022	1,211,627	1,211,627	-	5,330	5,330
2023	1,226,424	1,226,139	285	10,659	10,374
2024	1,239,895	1,231,601	8,294	548	7,746
2025	1,319,037	1,310,104	8,933	548	8,385
2026	1,403,230	1,396,435	6,795	548	6,247
2027	1,406,386	1,399,770	6,616	548	6,068
2028	1,414,208	1,405,218	8,990	548	8,442
2029	1,335,722	1,328,780	6,942	548	6,394
2030	1,380,301	1,373,376	6,925	548	6,377
2031	1,380,168	1,377,328	2,839	548	2,291
2032	1,453,677	1,449,382	4,295	548	3,747
2033	1,577,828	1,572,248	5,580	548	5,032
2034	1,543,264	1,538,419	4,846	548	4,298
2035	1,619,643	1,616,637	3,007	548	2,459
2036	1,713,709	1,711,087	2,623	548	2,074
2037	1,872,371	1,866,240	6,131	548	5,583
2038	2,053,138	2,048,212	4,926	548	4,378
2039	1,942,568	1,939,289	3,279	548	2,731
2040	2,213,726	2,213,139	587	548	39
2041	676,620	675,820	799	548	251
Valor Residual			Agua Embalsada	COMA	
			781		
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			46,893	16,380	30,512
			VAN		\$ 30,512

Tal como se aprecia en la tabla anterior, el proyecto entrega beneficios en términos de ahorro en costos de operación desde el periodo de su puesta en servicio y hasta el final de horizonte, arrojando un valor actual neto esperado del orden de los 31 MMUSD, de modo que se recomienda la ejecución de esta obra.

6.6.2 ANÁLISIS ZONA LOS ÁNGELES – VICTORIA

Durante el presente año el Coordinador ha recibido distintas solicitudes de acceso a la red, detectándose que el sistema zonal comprendido entre las subestaciones Los Ángeles y Victoria presenta un alto interés por parte de la industria para desarrollar parques eólicos. Por tal motivo, se ha desarrollado un análisis de flujos de carga en el sistema zonal indicado, con el propósito de determinar el desempeño de éste en los peores escenarios proyectables. Para el estudio, se incorporó los proyectos declarados en construcción y los que cuentan con algún tipo de solicitud de acceso al Coordinador.

Tabla 6-62: Centrales existentes

Central	Tecnología	Capacidad (MW)
Los Buenos Aires	Eólica	24
La Esperanza	Eólica	10,5
Picoiquén	Hidráulica de Pasada	19,2
Renaico	Hidráulica de Pasada	6,3
Alto Renaico	Hidráulica de Pasada	1,39

Tabla 6-63: Centrales declaradas en construcción

Central	Tecnología	Capacidad (MW)	Periodo Ingreso
La Flor	Eólica	32,4	Verano 2019
PMGD El Nogal	Eólica	9	Verano 2019

Tabla 6-64: Centrales con Solicitud de Acceso a la Red

Central	Tecnología	Capacidad (MW)	Periodo Ingreso
Negrete	Eólica	39	Verano 2021
La Esperanza II	Eólica	17,5	Verano 2022
Alena	Eólica	84	Verano 2021
Mesamávida	Eólica	60	Verano 2021

Para un mayor contexto, en términos eléctricos, en la Figura 6.116 se presenta un diagrama unilineal simplificado de la zona bajo análisis, en el que se indica la ubicación referencial de los proyectos de generación considerados, resaltándose en verde los proyectos en construcción y en amarillo los proyectos con solicitud de conexión a la red. Adicionalmente, es preciso tener presente que tanto el proyecto Alena como Mesamávida se estarían conectando al Sistema Eléctrico Nacional a través de instalaciones dedicadas, mientras que el resto se conectan al Sistema de Transmisión Zonal.

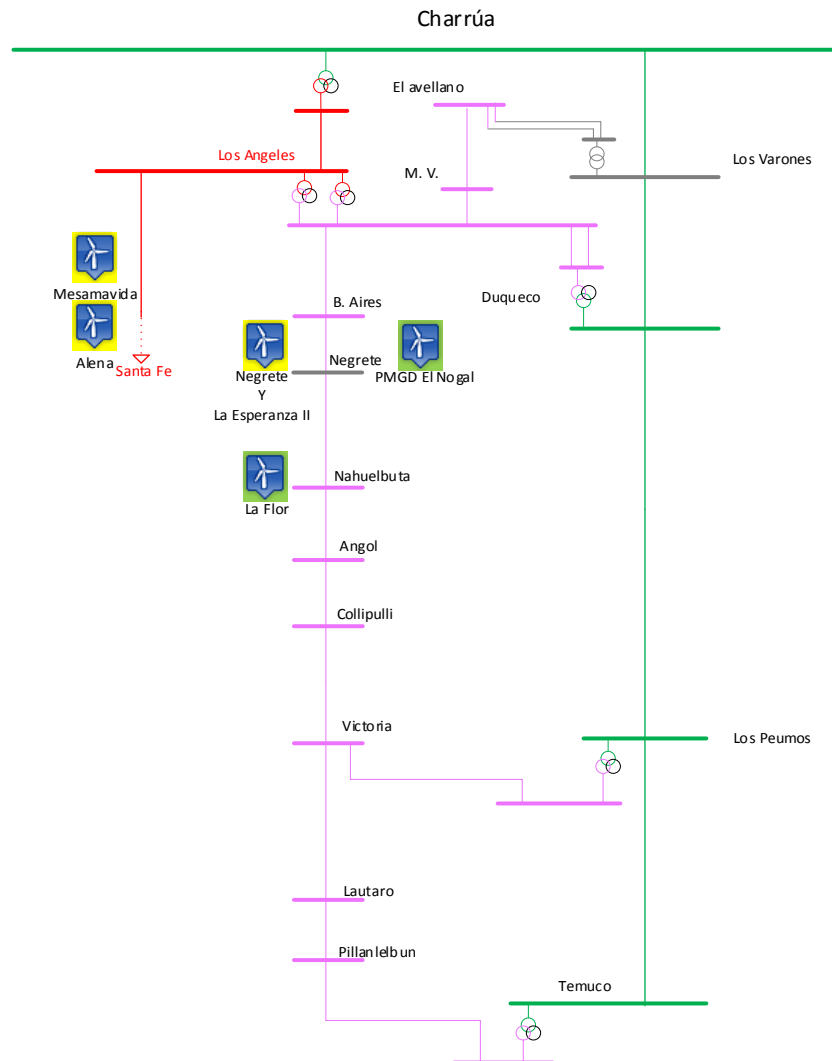


Figura 6.116 Diagrama unilineal simplificado Sistema Zonal comprendido entre las subestaciones Los Ángeles y Victoria

El desempeño del Sistema Zonal ante los nuevos proyectos de generación eólica en la zona es evaluado considerando escenarios de alta generación (90% capacidad instalada), para así determinar si el sistema es capaz de evacuar las inyecciones al resto del sistema a través de las instalaciones de 66 kV comprendidas entre las subestaciones Los Ángeles y Victoria. Dicho escenario de generación es sometido a distintos tres niveles de demanda (alta, media y baja), con la finalidad de observar las restricciones que impone el sistema ante distintos niveles de demanda en la zona.

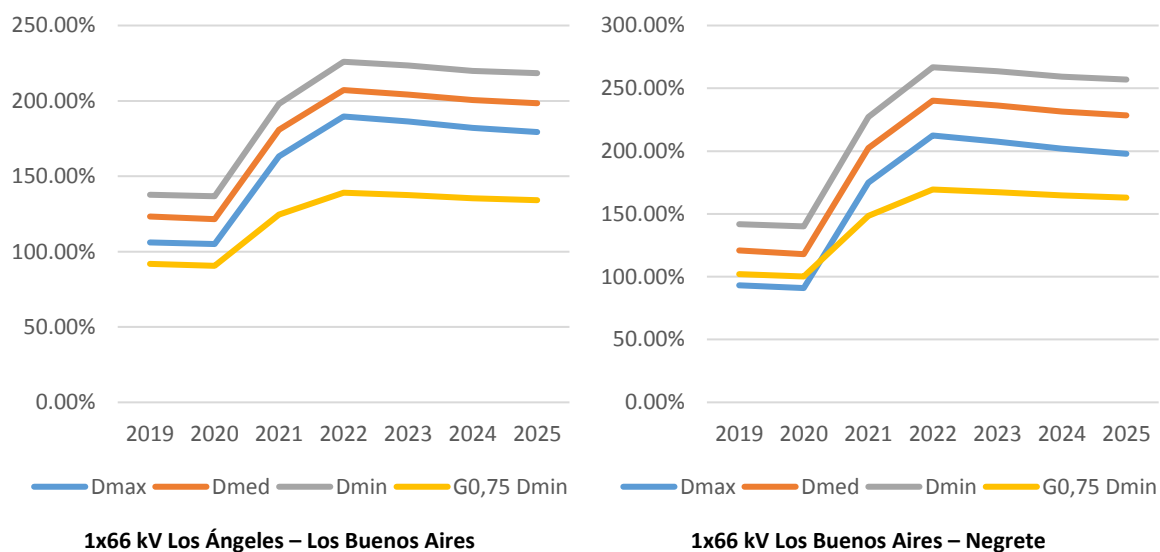
En cuanto a los supuestos utilizados para la modelación en la zona, se indica lo siguiente:

- Al igual como se desarrolló el diagnóstico del sistema, se consideraron las obras de expansión decretadas en los respectivos planes de expansión.
- El análisis se desarrolló para una temperatura de 40°C, la más exigente para la zona.

- Se modeló la generación de los proyectos Mesamávida y Alena en la barra de 154 kV de la S/E los Ángeles, debido a los problemas de transmisión de la línea dedicada 1x154 kV Los Ángeles – Santa Luisa.
- Como caso inicial se modela el sistema tal como opera actualmente, es decir, abierto el tramo 1x66 kV Collipulli – Victoria.
- Las simulaciones se desarrollaron considerando el interruptor acoplador de las dos barras de 66 kV de la S/E Los Ángeles cerrado, ya que si se simula tal como opera el sistema actualmente, es decir el transformador T3 alimentando la línea Los Ángeles – Angol, dicho transformador no presentaría sobrecargas en el futuro debido a las inyecciones esperadas.

Adicionalmente, con el objetivo de modelar una condición menos crítica en la zona, se opta por observar el comportamiento del sistema considerando un percentil 75 de los perfiles de generación de la zona comprendida entre las subestaciones Los Ángeles y Angol 66 kV, homologando las nuevas generaciones al perfil de generación del parque eólico Los Buenos Aires. De lo anterior, se observó que el percentil 75 de las inyecciones corresponde a una generación de 88 MW en la zona. El escenario se complementó con la demanda mínima registrada en la zona, la cual corresponde a la peor condición de demanda para el sistema, debido a los altos excedentes de generación.

A continuación, se presentan los gráficos con las cargabilidades obtenidas, para cada uno de los escenarios indicados, de las líneas del Sistema de Transmisión Zonal analizado.



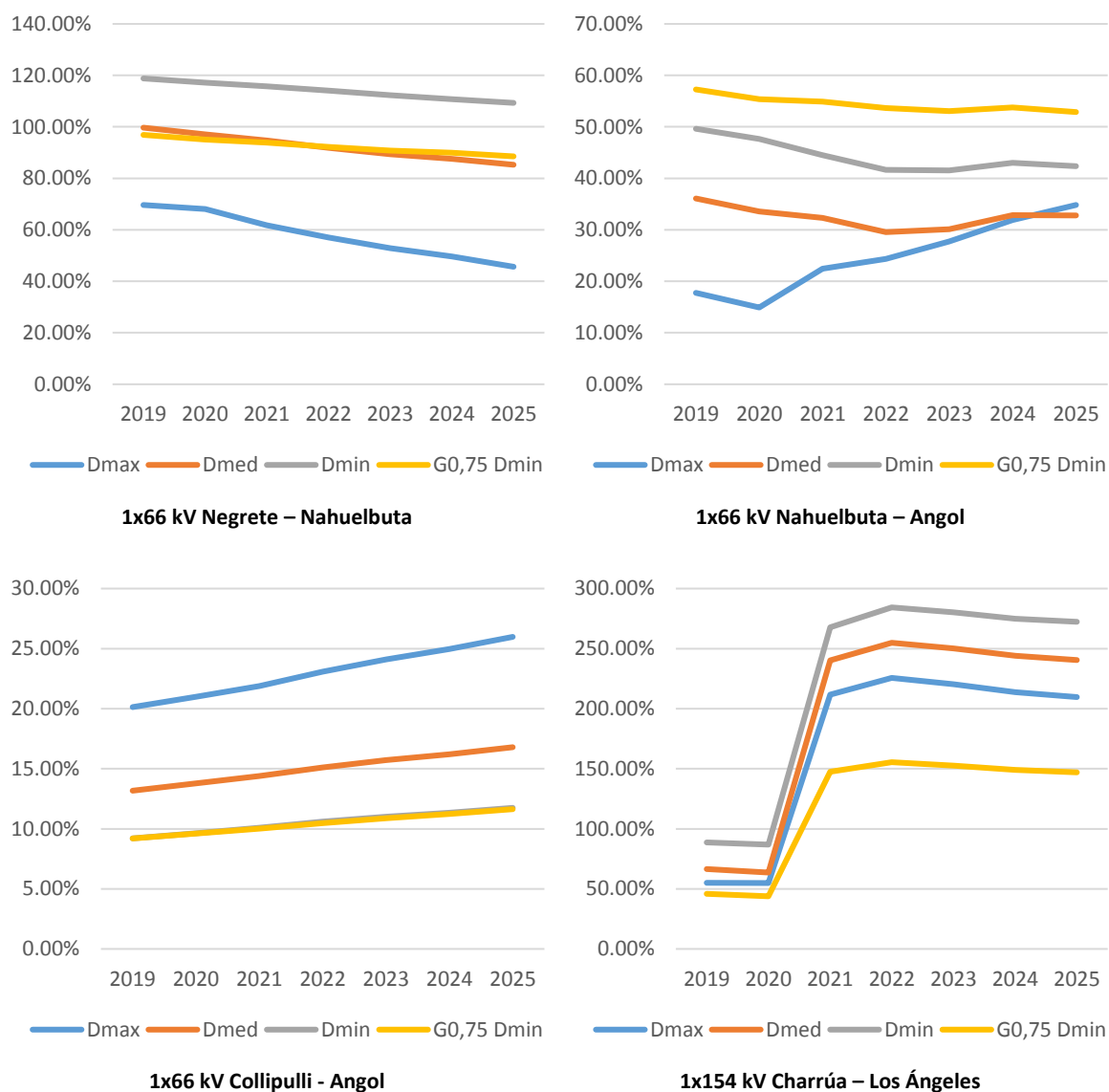


Figura 6.117 Cargabilidad de las Líneas de la zona de estudio.

De las gráficas se observa que el escenario que presenta una peor condición corresponde a la generación máxima coincidente con la demanda mínima en la zona, donde las instalaciones más afectadas corresponden a las líneas 1x66 kV Los Buenos Aires – Negrete, 1x66 kV Los Ángeles – Los Buenos Aires y 1x154 kV Charrúa – Los Ángeles.

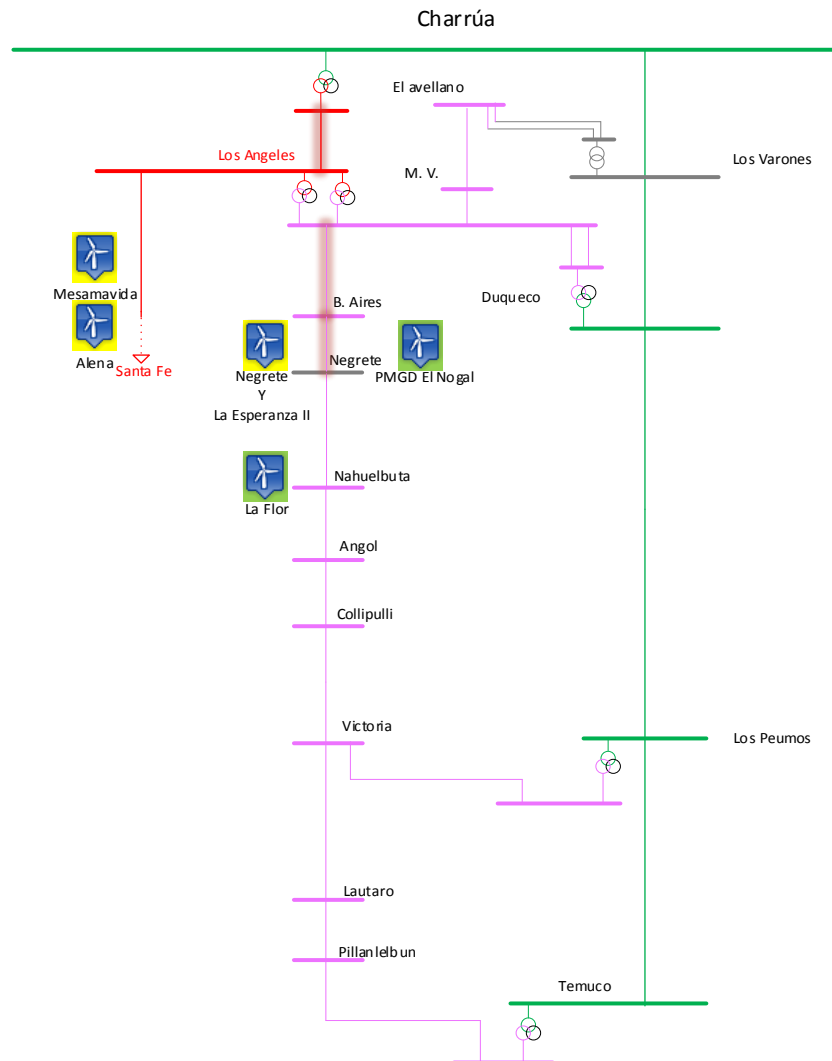


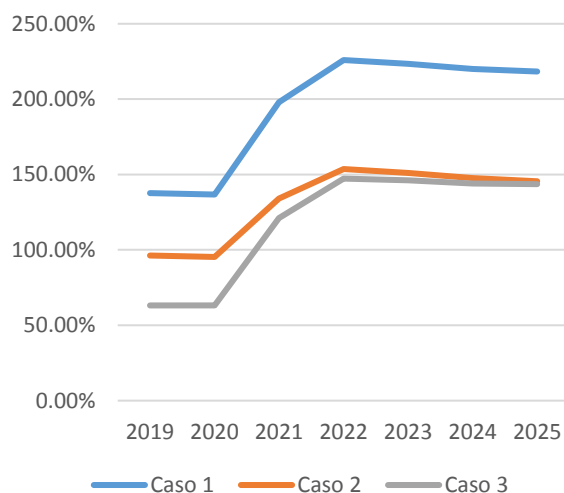
Figura 6.118 Diagrama unilineal simplificado Sistema Zonal comprendido entre las subestaciones Los Ángeles y Victoria (líneas que se congestionarían)

Como alternativas de solución para disminuir los niveles de cargabilidad en las líneas de transmisión identificadas se analiza el sistema considerando las siguientes medidas operacionales.

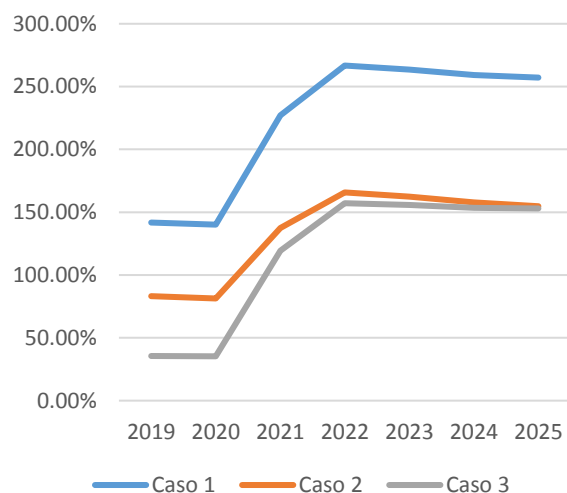
1. Enmallar el sistema, cerrando el sistema en la línea 1x66 kV Collipulli – Victoria.
2. Considerar la medida operativa anterior y abrir el sistema en la línea 1x66 kV Negrete – Nahuelbuta.

A continuación, con el objetivo de comparar el desempeño del sistema ante las medidas indicadas, en las siguientes ilustraciones se presentan los niveles de cargabilidad del sistema, en condición más crítica (alta generación y demanda mínima en la zona), para los tres casos indicados, estos son:

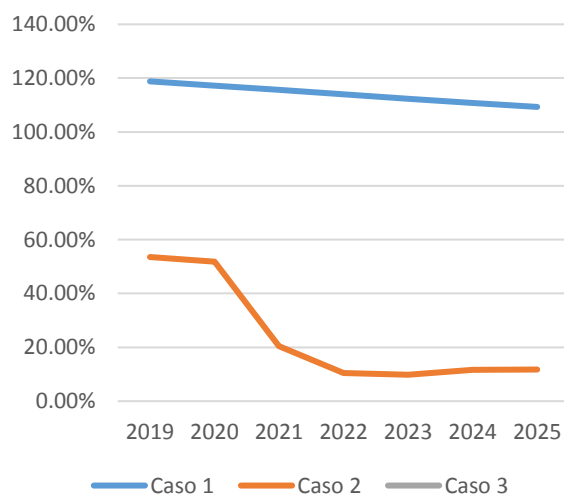
- Caso 1: Condición operacional actual del sistema.
- Caso2: Sistema de 66 kV enmallado.
- Caso3: Sistema abierto en tramo Negrete – Nahuelbuta.



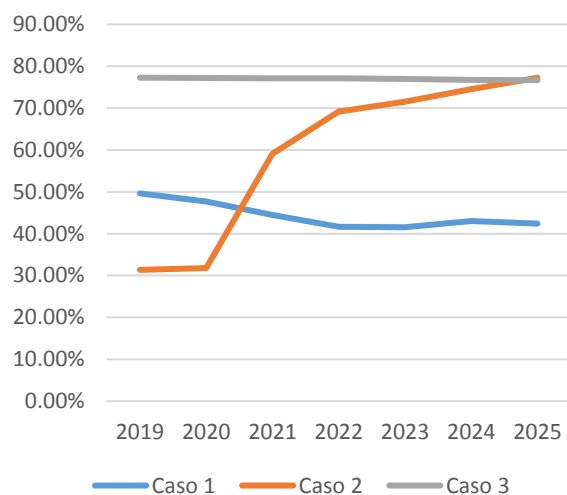
1x66 kV Los Ángeles – Los Buenos Aires



1x66 kV Los Buenos Aires – Negrete



1x66 kV Negrete – Nahuelbuta



1x66 kV Nahuelbuta – Angol

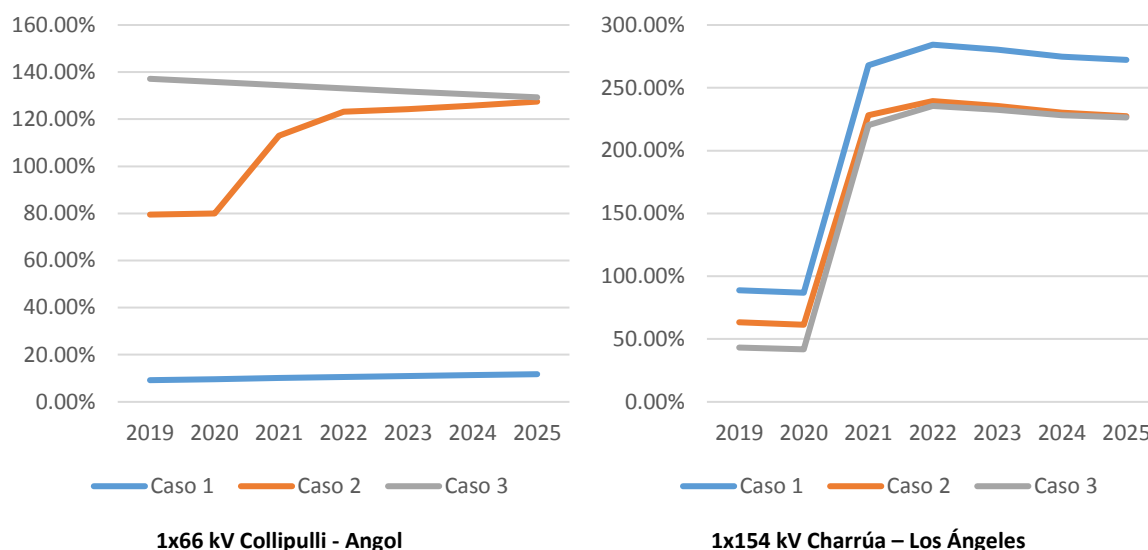


Figura 6.119 Cargabilidad de las Líneas de la zona de estudio.

De las gráficas se aprecia que los niveles de cargabilidad de las líneas 1x66 kV Los Ángeles – Los Buenos Aires y 1x66 kV Los Buenos Aires - Negrete disminuye en aproximadamente 75 y 103%, respectivamente, para los casos 2 y 3 respecto al caso 1, por lo que ambas serían una buena medida para disminuir la carga en dichos tramos. No obstante, cabe destacar que, en ambos casos, la línea de transmisión 1x66 kV Collipulli – Angol podría presentar sobrecargas de hasta un 30% en condiciones extremas. Si bien, al realizar estas medidas operativas el sistema se sobrecargaría en el otro extremo, las instalaciones en su conjunto presentarían niveles de sobrecarga menores a las que se presentaron en el caso 1.

Por último, se menciona que los análisis presentados corresponden a la peor condición que se pudiera presentar en la zona, por lo que este estudio solamente serviría para determinar la capacidad mínima de un eventual repotenciamiento y no bien para evaluar la realización de una obra en la zona.

Adicionalmente, se determinó el comportamiento esperado del sistema para el año 2017 bajo el supuesto de que los nuevos proyectos de generación indicados se encontrasen en servicio. La estimación se realizó a partir de la información de generación, demanda y temperatura registrada durante el año 2017, aproximando los registros de generación de las nuevas centrales desde el perfil de inyección del parque eólico Los Buenos Aires. Este análisis referencial solamente se desarrolló para el sistema de 66 kV cuando éste opera de forma radial, ya que se realizó a partir de sumas algebraicas, por lo tanto, el análisis se efectúa para los casos 1 y 3 indicados anteriormente.

Trabajando los registros, se obtuvieron las siguientes curvas de duración de los niveles de cargabilidad para las líneas de transmisión que se encontrarían congestionadas en la zona en el caso de que el sistema de 66 kV operase abierto en la línea 1x66 kV Collipulli – Victoria.

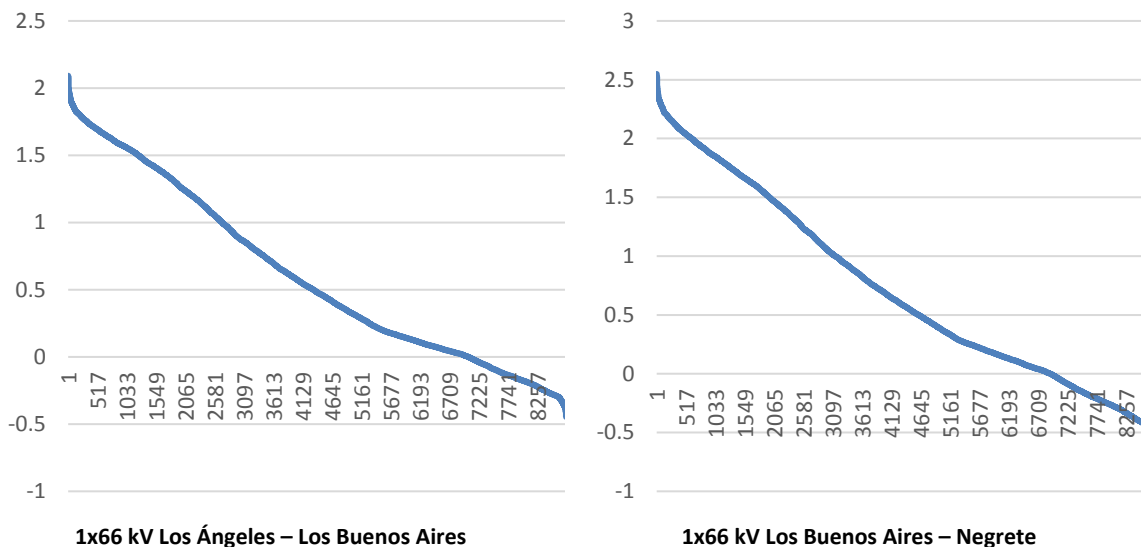


Figura 6.120 Curva de Duración de Cargabilidad Línea 1x66 kV Los Ángeles - Los Buenos Aires y 1x66 kV Los Buenos Aires - Negrete

De las presentes ilustraciones se puede indicar que para el tramo de línea 1x66 kV Los Ángeles – Los Buenos Aires se hubiese cargado por sobre el 100% de su capacidad durante el 30% del tiempo y que la línea 1x66 kV Los Ángeles – Los Buenos Aires se sobrecargaría durante el 36% del tiempo. Lo anterior se traduce en que el 17% de la energía disponible en la zona no se hubiese podido despachar. Adicionalmente, cabe indicar que si se repotencia el tramo que limita la capacidad de la línea 1x66 kV Los Buenos Aires – Negrete el tiempo que ésta se hubiese sometido a sobrecargas sería de un 23%, traduciéndose en una leve mejora en la cantidad de energía que no se hubiese podido inyectar (15%).

Por último, cabe indicar que si no se concretase el parque eólico La Esperanza II el porcentaje de energía vertida debido a las sobrecargas presentadas en las líneas 1x66 kV Los Ángeles – Los Buenos Aires y 1x66 kV Los Buenos Aires – Negrete disminuiría de un 17% a un 11%.

El mismo análisis se realizó para la condición operacional en la que el sistema se encuentra abierto en la línea 1x66 kV Negrete – Nahuelbuta, obteniéndose las siguientes curvas de duración de los niveles de cargabilidad de las instalaciones que se congestionarían en algún instante bajo esta condición operacional.

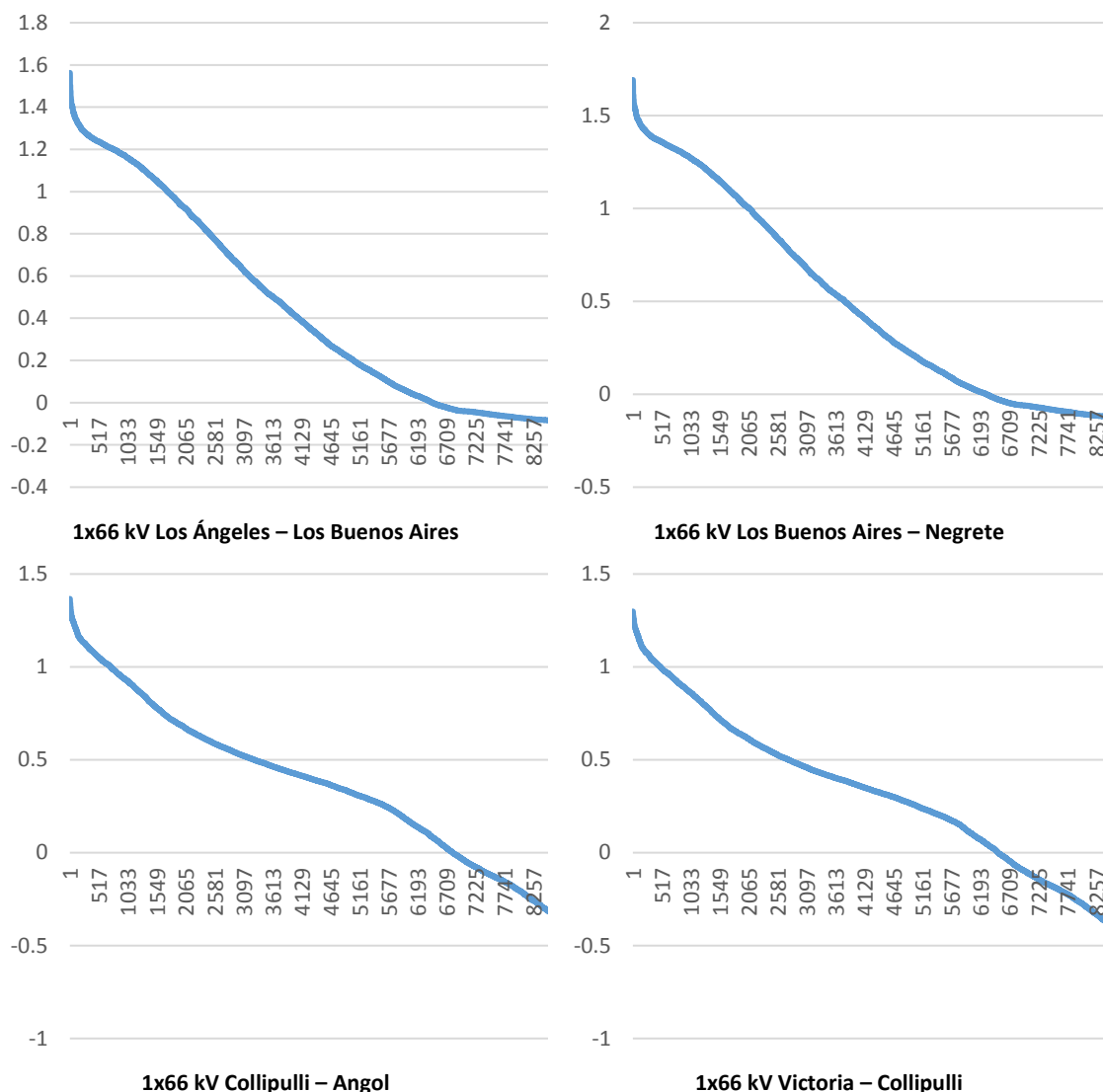


Figura 6.121 Curvas de Duración de carga en las Líneas Zonales afectadas.

De las presentes ilustraciones se puede indicar que para el tramo de línea 1x66 kV Los Ángeles – Los Buenos Aires se hubiese cargado por sobre el 100% de su capacidad durante el 19% del tiempo y que la línea 1x66 kV Los Ángeles – Los Buenos Aires se sobrecargaría durante el 23% del tiempo. Lo anterior se traduce en que el 8% de la energía disponible en la zona no se hubiese podido despachar. Adicionalmente, cabe indicar que si se repotencia el tramo que limita la capacidad de la línea 1x66 kV Los Buenos Aires – Negrete, el tiempo que ésta se hubiese sometido a sobrecargas sería de un 1,3%, traduciéndose en una leve mejora en la cantidad de energía que no se hubiese podido inyectar (7%). Por su parte, el tramo de línea 1x66 kV Collipulli – Angol se hubiese cargado por sobre el 100% de su capacidad durante el 8% del tiempo mientras que la línea 1x66 kV Victoria – Collipulli se sobrecargaría durante el 5% del tiempo, lo cual implicaría que el 1,2% de la energía disponible en la zona fuere vertida.

Por último, cabe indicar que si no se concretase el Parque Eólico La Esperanza II el porcentaje de energía vertida debido a las sobrecargas presentadas en las líneas 1x66 kV Los Ángeles – Los Buenos Aires y 1x66 kV Los Buenos Aires – Negrete disminuiría de un 8% a un 0,8%.

En virtud del análisis realizado en la zona, se identifican medidas operacionales de corto, mediano y largo plazo para evitar congestiones en el sistema zonal y permitir el desarrollo de más proyecto de energía renovable en la zona. A continuación, se indican estas obras, incluyendo las obras de transmisión nacional que darían coherencia al desarrollo zonal.

Medidas de corto plazo:

- Modificar condiciones operativas en la zona (Enmallar Sistema 66 kV Los Ángeles – Victoria o Abrir Sistema en el tramo 1x66 kV Negrete – Nahuelbuta dejando proyecto la Flor inyectando hacia el sur).
- Desarrollo de proyecto Dynamic Line Rating en línea 1x66 kV Los Ángeles – Negrete.

Medidas de mediano plazo:

- Repotenciamiento de la línea 1x66 kV Los Ángeles – Negrete.
- Seccionamiento L. 1x220 kV Los Peumos – Duqueco en S/E Mulchén.
- Repotenciamiento L. 1x220 kV Mulchén – Duqueco – Los Varones – El Rosal – Charrúa.
- Repotenciamiento L. 1x154 kV Los Ángeles – Charrúa.

Medidas de largo plazo:

- Futura S/E en el entorno de Nahuelbuta y aprovechamiento de LLTT del PE Renaico y los PPEE Tolpán Sur y San Gabriel.
- Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, Energizada en 220 kV contenida en el plan de expansión anual de la transmisión correspondiente al año 2017.

Se presenta el proyecto en Google Earth® y un diagrama unilineal simplificado de lo que sería el proyecto de apoyo en S/E Nahuelbuta, donde el dibujo en amarillo corresponde a las obras del apoyo, mientras que las figuras en plomo corresponden a obras en construcción. Adicionalmente, cabe indicar que la línea 1x220 kV Renaico – Bureo, se desviará hacia la S/E Mulchén.

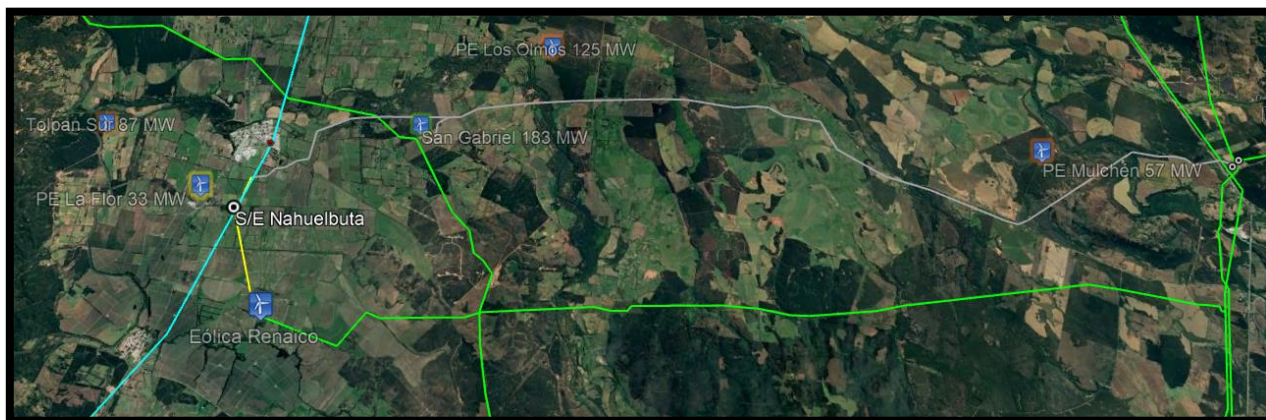


Figura 6.122 Esquemático Apoyo Nahuelbuta.

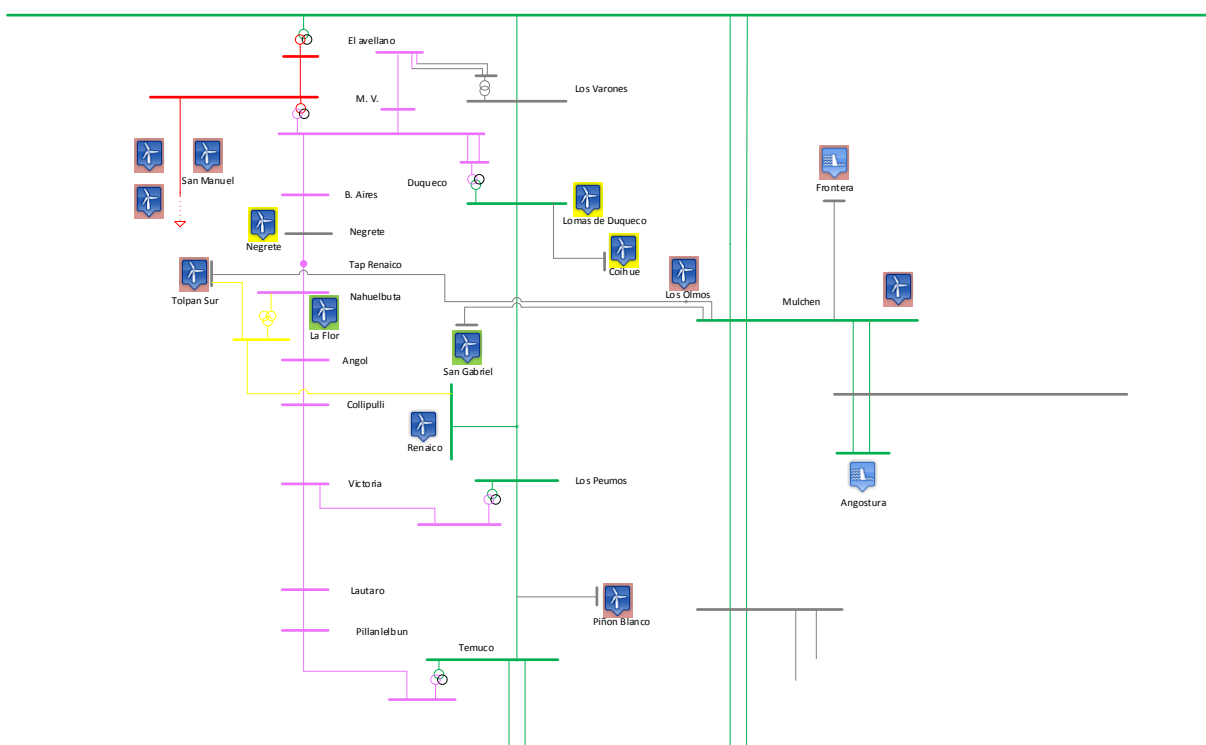


Figura 6.123 Diagrama Unilineal Simplificado Apoyo Nahuelbuta.

Respecto a este proyecto, cabe indicar que el repotenciamiento de las líneas de transmisión de 220 kV se podrían materializar, siempre y cuando, se realice antes de que se desarrollen los proyectos fehacientes que harán uso de la capacidad disponible de la línea 1x220 kV Renaico – Tap Bureo. Esto, debido a que no se podría dejar fuera de servicio una de las líneas de transmisión sin afectar la inyección de la energía en la zona.

Finalmente, de las medidas presentadas, se recomienda a los desarrolladores de proyectos eólicos involucrados o que en el plan de expansión del año 2019 se evalúe la posibilidad de realizar un

proyecto Dynamic Line Rating en la línea 1x66 kV Los Ángeles – Negrete, debido a que esta línea se sobrecarga a partir de generación eólica lo que implicaría hartar viento en la zona y una mejora sustancial en la capacidad de transmisión de dicha línea.

6.6.3 S/E PENCO

La Subestación Penco se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región del Biobío. Esta subestación en conjunto con la S/E Lirquén abastecen la demanda de la zona.



Figura 6.124 Ubicación de la S/E Penco

Actualmente la subestación es abastecida a través de la línea 1x66 kV Concepción – Penco, de 8,2 km y 52 MVA a 25 °C. Además, esta subestación se encuentra conectada a la S/E Alonso de Ribera por la línea 1x66 kV Tomé – Alonso de Ribera, de 8,64 km y 52 MVA a 25°C, la subestación Tomé mediante la línea 1x66 kV Penco – Tomé, de 13,8 km y 29 MVA a 25 °C y la subestación Lirquén por intermedio de la línea 1x66 kV Penco – Lirquén. Esta subestación está conformada por un patio de 66 kV y uno de 15 kV, los que son conectados a través de un transformador AT/MT de 10 MVA.

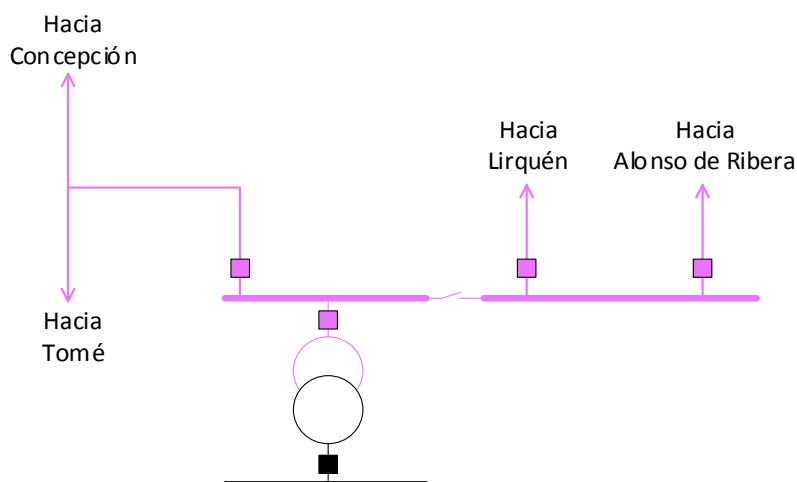


Figura 6.125 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Penco

Del análisis desarrollado, se identifica que el transformador de la subestación Penco se cargará por sobre el 90% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de invierno.

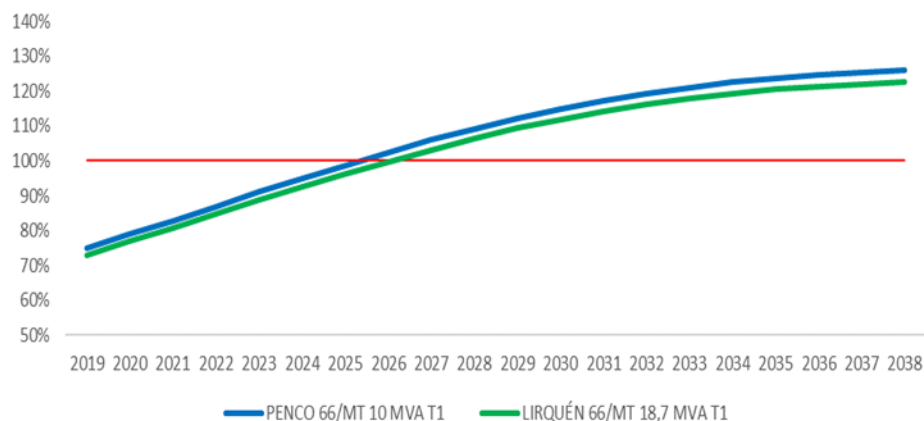


Figura 6.126 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de las SS/EE Penco y Lirquén

De la figura se aprecia que tanto la S/E Penco como la S/E Lirquén se cargarían por sobre el 90% durante el quinquenio 2019 – 2023, alcanzando el 100% de su capacidad el año 2026 y 2027 respectivamente, por lo que se manifiesta la necesidad de realizar una obra que permita absorber los incrementos de demanda en la zona. Por los motivos indicados, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 10 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2038.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/15 kV, 10 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. Se ampliará el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. Se construirá un nuevo patio de 15 kV que permita la conexión de dos nuevos alimentadores y se acople al patio de 15 kV existente. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-65: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Penco

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	1087
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	239
3	SUB TOTAL CONTRATO	1326
4	COSTO TOTAL PROYECTO	1545

6.6.4 S/E CHIGUAYANTE

La Subestación Chiguayante se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región del Biobío.



Figura 6.127 Ubicación de la S/E Chiguayante

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Chiguayante de 13 km aproximadamente, la cual cuenta con una capacidad límite de 41 MVA a 25

°C. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV y uno de 13,2 kV, los que son conectados a través de 2 transformadores AT/MT de 18 y 16 MVA.

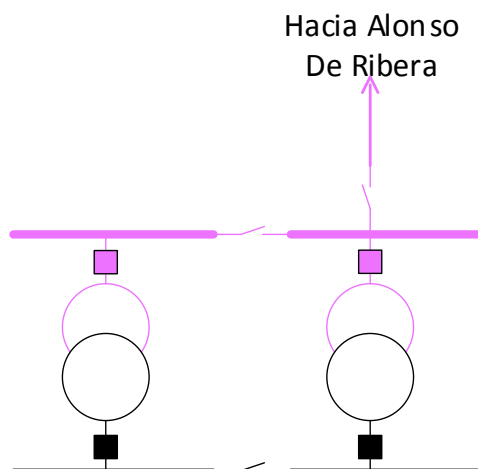


Figura 6.128 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Chiguayante

En el Decreto Exento N° 418 se decretó la obra de expansión “Ampliación en S/E Chiguayante” la que consiste en la ampliación de ésta en al menos espacio para la conexión de la futura línea 2x66 kV Hualqui – Chiguayante. Esta obra fue adjudicada por la empresa Elecnor la cual en su oferta solamente incluye la ampliación de la barra de 66 kV para la conexión de la nueva línea.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que los transformadores N°1 y N°2 de la subestación Chiguayante se cargarán por sobre el 90% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de invierno.

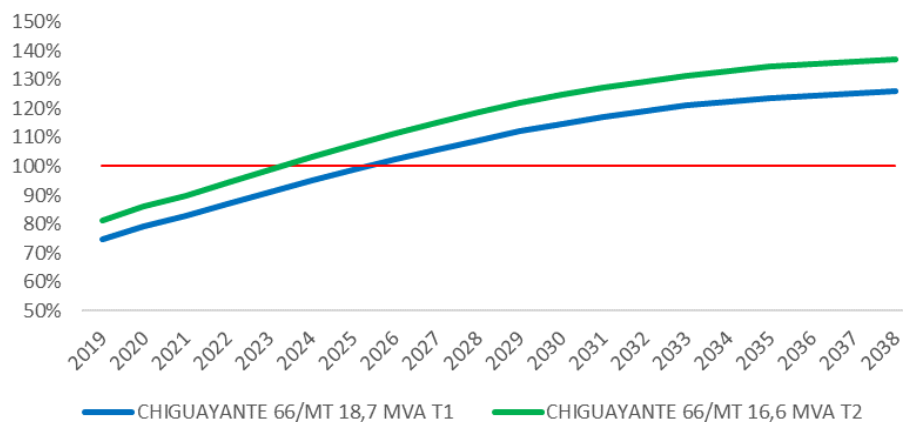


Figura 6.129 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de la S/E Chiguayante

De la Figura 6.129 se aprecia que el transformador N°2 se cargaría por sobre el 100% de su capacidad a partir del año 2024 mientras que el transformador N°1 alcanzaría dicha situación a contar del año 2026, por lo que se evidencia la necesidad de realizar una obra que permita absorber los incrementos de demanda en la zona.

Por los motivos indicados, se recomienda la instalación de un tercer transformador de 30 MVA en la subestación Chiguayante. Si bien el transformador propuesto queda bastante holgado para los incrementos de demanda esperado para los próximos 20 años, se recomienda un equipo de esta envergadura para robustecer la subestación tal que ante la contingencia del transformador de mayor capacidad sea posible atender más del 75% de la demanda hasta el año 2038.

Por otro lado, cabe destacar que en el Decreto Exento N° 418 se decretó la obra “Nueva S/E Seccionadora Hualqui 220/66 kV”, donde sería posible desarrollar una obra de ampliación para incorporar un nuevo transformador AT/MT, la cual podría ser más eficiente en virtud de desarrollo de la distribución en la zona. Por lo que esta alternativa será estudiada para el complemento en conjunto con la distribuidora encargada de abastecer la zona.

El proyecto propuesto consiste en reemplazo del transformador de 16,6 MVA por un transformador 66/13,2 kV de 30 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 Tabla 6-66.

Tabla 6-66: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Chiguayante

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	1109
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	244
3	SUB TOTAL CONTRATO	1353
4	COSTO TOTAL PROYECTO	1576

6.6.5 S/E LAJA

La Subestación Laja se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región del Biobío.



Figura 6.130 Ubicación de la S/E Laja

Actualmente la subestación es abastecida radialmente desde la línea 1x66 kV Charrúa – Laja de 49 km aproximadamente, la cual cuenta con una capacidad límite de 28 MVA a 25 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV y uno de 13,8 kV, los que son conectados a través de 2 transformadores AT/MT de 5 MVA.

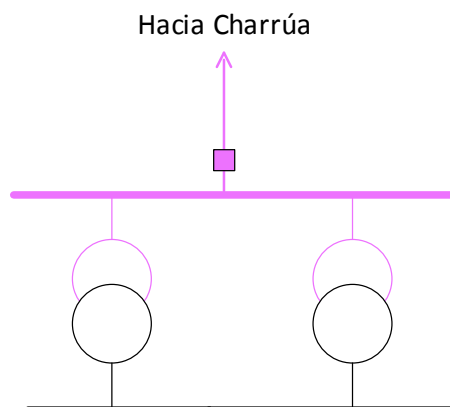


Figura 6.131 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Laja

En el plan de expansión 2017 se presentó la obra de expansión “Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV” en donde una parte de la obra consiste en realizar una nueva línea de 1x66 kV entre la subestación La Señoraza y la subestación Laja con sus respectivos planos.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que los transformadores N°1 y N°2 de la subestación Laja se cargarán por sobre el 90% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

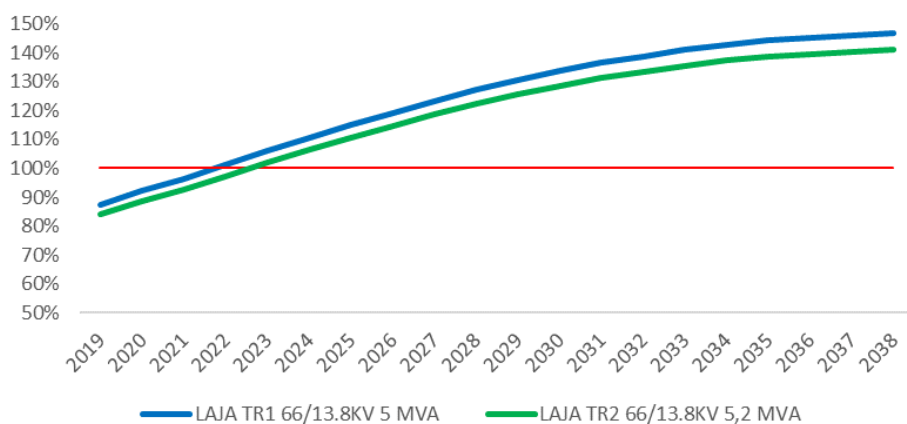


Figura 6.132 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de la S/E Laja

De la Figura 6.132 se aprecia que el transformador N°1 se cargaría por sobre el 100% de su capacidad a partir del año 2026 mientras que el transformador N°2 alcanzaría dicha situación a contar del año 2024, por lo que se manifiesta la necesidad de realizar una obra que permita absorber los incrementos de demanda en la zona. Por los motivos indicados, se recomienda el reemplazo de ambos transformadores por uno nuevo de 16 MVA en la subestación Laja, el cual sería capaz de abastecer la demanda estimada para el año 2038.

El proyecto propuesto consiste en el reemplazo de los dos transformadores 66/13,8 kV 5 MVA, por un nuevo equipo de 16 MVA. El transformador deberá contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. Se ampliará el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. El patio de 13,8 kV se ampliará tal que permita la conexión de dos nuevos alimentadores. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-67: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Laja

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	952
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	209
3	SUB TOTAL CONTRATO	1161
4	COSTO TOTAL PROYECTO	1352

6.6.6 S/E TRAIGUÉN

La Subestación Traiguén se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de la Araucanía.



Figura 6.133 Ubicación de la S/E Traiguén

La subestación Traiguén es abastecida radialmente desde la línea 1x66 kV Victoria – Traiguén de 30 km aproximadamente, la cual cuenta con una capacidad límite de 26 MVA a 25 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV y uno de 13,2 kV, los que son conectados a través de 2 transformadores AT/MT de 2,6 MVA y uno de 2,4 MVA.

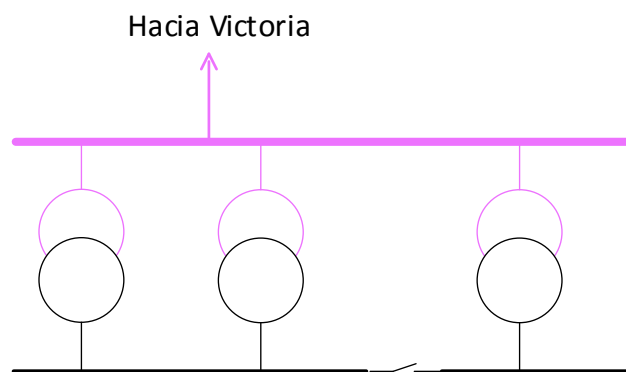


Figura 6.134 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Traiguén

Del diagnóstico desarrollado se identifica que los transformadores N°1 y N°2 de la subestación Traiguén se cargarán por sobre el 85% en el transcurso de los próximos cinco años, mientras que el transformador N°3 ya se presentaría niveles de cargabilidad por sobre el 90% en dicho quinquenio. Esta situación se manifiesta durante el periodo de verano.

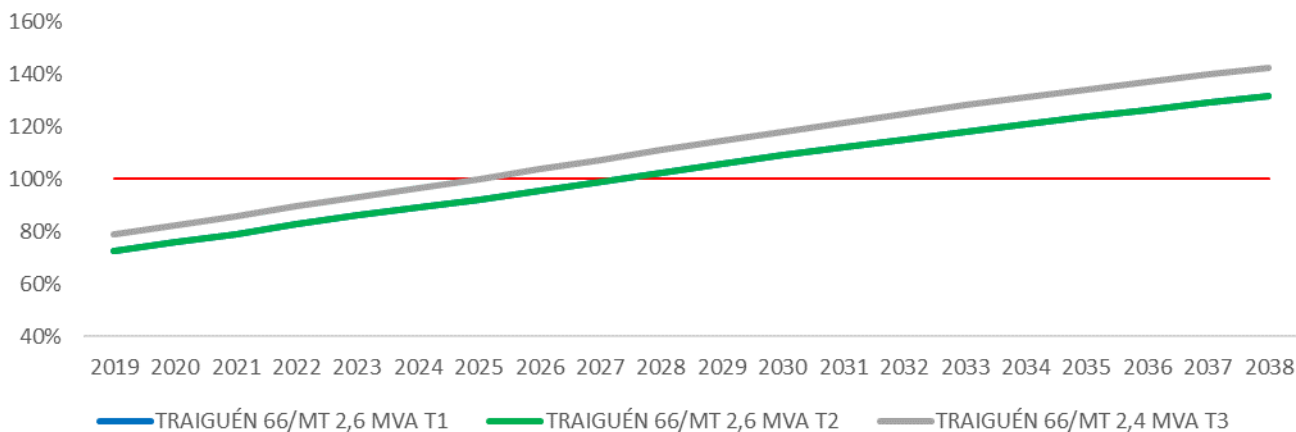


Figura 6.135 Proyección de Cargabilidad de los Transformadores de la S/E Traiguén

De la Figura 6.135 se aprecia que el transformador N°1 y N°2 se cargarían por sobre el 100% de su capacidad a partir del año 2028 mientras que el transformador N°3 alcanzaría dicha situación a contar del año 2025, por lo que se manifiesta la necesidad de realizar una obra que permita absorber los incrementos de demanda en la zona. Por los motivos indicados, se recomienda el reemplazo de los tres transformadores por uno nuevo de 10 MVA en la subestación Traiguén, el cual sería capaz de abastecer la demanda estimada para el año 2038.

El proyecto propuesto consiste en un nuevo transformador 66/13.2 kV de 10 MVA. El transformador deberá contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. Se ampliará el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. El patio de 13,2 kV se ampliará tal que permita la conexión de dos nuevos alimentadores. El costo de este proyecto se presenta en la Tabla 6-68.

Tabla 6-68: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Traiguén

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL(miles de US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	1087
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	239
3	SUB TOTAL CONTRATO	1326
4	COSTO TOTAL PROYECTO	1545

6.6.7 S/E PILLANLELBÚN

La Subestación Pillanlelbún se encuentra ubicada en la comuna de Lautaro, la cual pertenece a la Región de a Araucanía.



Figura 6.136 Subestación Pillanlelbún, Vista Aérea.

La subestación Pillanlelbún se encuentra conectada al sistema, tanto de la línea 1x66 kV Temuco – Pillanlelbún de 10,1 km de aproximadamente y de la línea 1x66 kV Lautaro – Pillanlelbún de 11,9 km aproximadamente. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV, uno de 23 kV y otro de 15 kV, los que son conectados a través de dos transformadores AT/MT de 5 MVA y uno de 10 MVA.

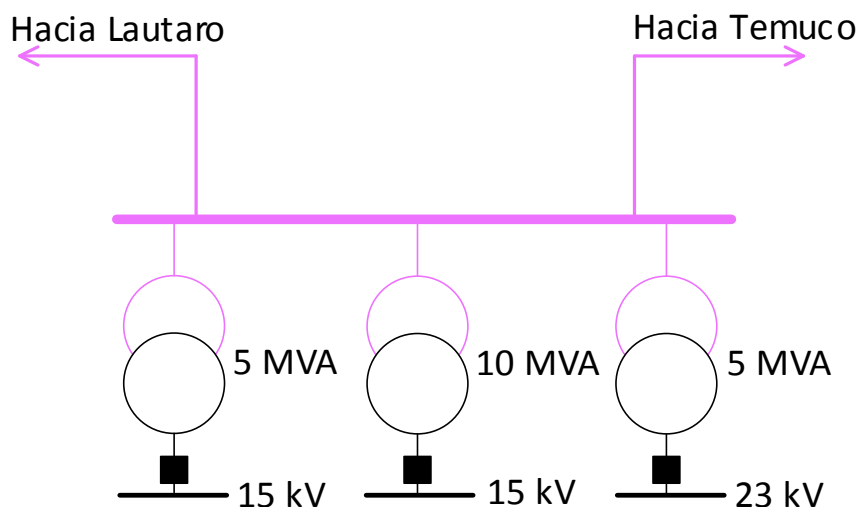


Figura 6.137 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Pillanlelbún

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador N°2 de la subestación Pillanlelbún se cargará por sobre el 100% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano.

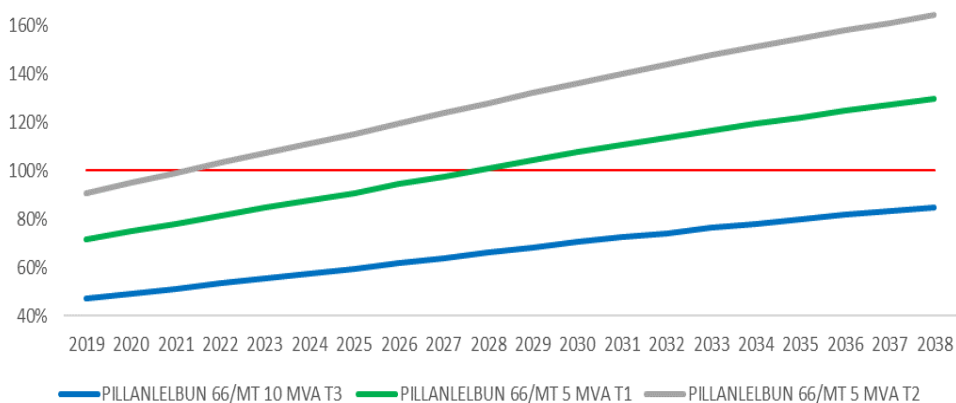


Figura 6.138 Proyección de Cargabilidad de los transformadores de la S/E Pillanlelbún

La Figura 6.138 muestra que el transformador N°2 se cargaría por sobre el 100% de su capacidad a partir del año 2022, mientras que los otros dos transformadores se encuentran bajo el 90% al año 2025. Adicionalmente, si se pudiese distribuir equitativamente la demanda en los transformadores disponible, éstos no se cargarían por sobre el 85% al año 2025. No obstante, debido a las diferencias de tensión en los secundarios de los transformadores no es razonable considerar dicho supuesto.

El proyecto propuesto consiste en el reemplazo de la unidad de transformación 66/23 kV de 5 MVA, por uno de 10 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 Tabla 6-69.

Tabla 6-69: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Pillanlelbún

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	1087
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	239
3	SUB TOTAL CONTRATO	1326
4	COSTO TOTAL PROYECTO	1545

6.6.8 S/E TINEO

La Subestación Tineo corresponde a una subestación en construcción ubicada en la comuna de Llanquihue, la cual pertenece a la Región de los Lagos. La S/E Tineo corresponde a la S/E Nueva Puerto Montt, decretada en el Decreto Exento N° 201 del año 2014.

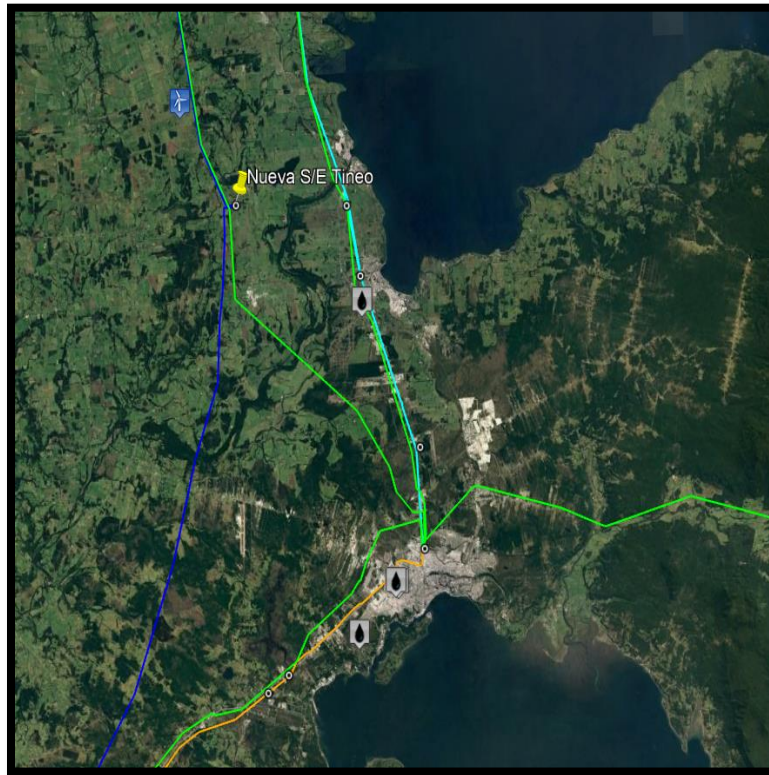


Figura 6.139 Ubicación Futura S/E Tineo

La S/E Tineo seccionará la línea 2x220 kV Rahue – Puerto Montt y a ella se conectarán las líneas 2x500 kV Pichirropulli – Tineo y 2x500 kV Tineo – Ancud, ambas energizadas en 220 kV.

En la Resolución Exenta N° 521 del año 2017, se declaró en construcción el parque eólico Aurora de 126,4 [MW] cuyo propietario es Aela Energía. Este proyecto se encuentra ubicado a aproximadamente 6 kilómetros de la futura subestación Tineo, y actualmente se encuentra Energizado.

La empresa propietaria solicitó mediante Carta 168-2015 “Interconexión del Parque Eólico Aurora” confirmar la conexión provisoria del Parque Eólico Aurora. El respectivo CDEC respondió mediante carta D.P.D N° 0003/2016, indicando al incumbente que podrá conectarse provisoriamente en derivación a la línea Rahue – Puerto Montt, estableciendo que una vez que entre en operación la S/E Tineo el Parque Eólico tendrá 24 meses para conectarse de forma definitiva en dicha subestación, tal como lo indicaba la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente a esa fecha.

La ley N°20.936 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos estableció que la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión que abarque las obras de expansión necesarias para el Sistema. Dicho cambio regulatorio, les quitó la facultad a las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión Nacional y Zonal, de desarrollar obras de ampliación

fuera de dicho proceso. Conforme a lo señalado, para que se materialice la regularización de la conexión del Parque Eólico Aurora es necesario que se desarrolle una obra de expansión en la S/E Tineo, ya que no existe la posibilidad de negociar con el propietario como a la fecha que el CDEC realizó la instrucción indicada.

En el Decreto Exento N° 293 del año 2018 se incorporó la obra de ampliación de “Ampliación de S/E Nueva Puerto Montt”, la cual consiste en ampliar la barra de 220 kV en la futura Subestación Nueva Puerto Montt, para la conexión de la obra “Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x550 kV 2x1500 MVA, Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y Nueva S/E Ancud 220 kV” fijada mediante el decreto exento N° 422 del 2017, considerando que la conexión se realice en dos medias diagonales. De acuerdo con lo anterior, la ampliación de la barra es precisamente para la conexión de la línea mencionada, por lo que no existirá una posición disponible para conectar el Parque Eólico Aurora, por lo tanto, se recomienda la ampliación de la S/E Tineo tal que sea factible la conexión del generador y así dar cumplimiento a lo establecido por el CDEC SIC.

El proyecto consiste en la ampliación de la barra de la S/E Tineo en una diagonal. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-70: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Tineo

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	524
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	89
3	SUB TOTAL CONTRATO	613
4	COSTO TOTAL PROYECTO	715

6.6.9 S/E ALTO BONITO

La Subestación Alto Bonito se encuentra ubicada en la comuna de Puerto Montt, la cual pertenece a la Región de Los Lagos.



Figura 6.140 Ubicación de la S/E Alto Bonito

La subestación es abastecida a través de la línea 1x110 kV Melipulli – Alto Bonito de 12 km aproximadamente y ésta se conecta a la S/E Molinos hasta enmallarse en 220 kV en la S/E Pargua. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV y uno de 23 kV, los que son conectados a través de un transformador AT/MT de 30 MVA.

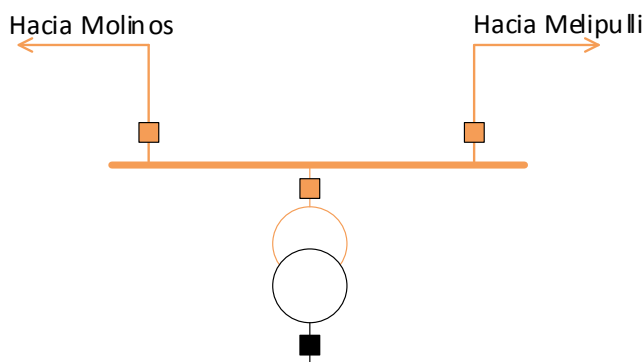


Figura 6.141 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Alto Bonito

Del análisis desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Alto Bonito se cargará por sobre el 100% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de verano. Cabe indicar, que en las proyecciones se consideraron los traspasos de carga indicados por la empresa propietaria cuando presento el proyecto de aumento de capacidad de transformación en la S/E El Empalme vía artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos, lo cual corresponde a un incremento de demanda de 6,5 MVA en la S/E Alto Bonito.

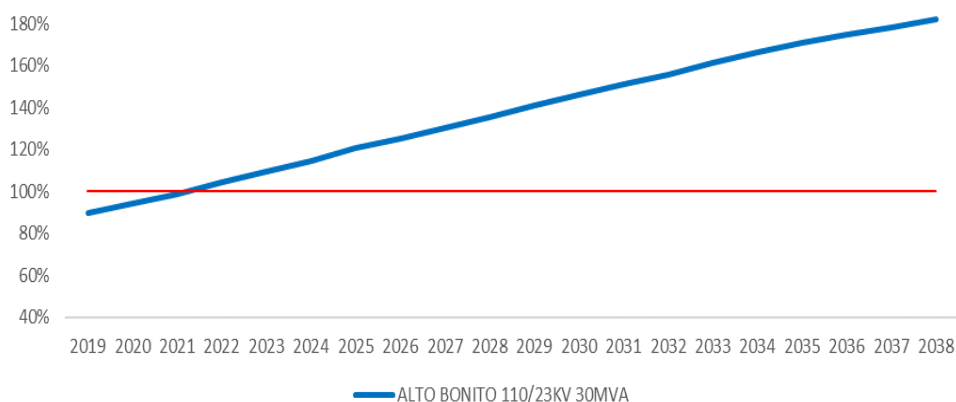


Figura 6.142 Proyección de Cargabilidad del transformador de la S/E Alto Bonito

La Figura 6.142 presenta que el transformador se cargaría por sobre el 100% de su capacidad a partir del año 2022, por lo que se justifica el requerimiento de realizar una obra que permita absorber los incrementos de demanda en la zona. Por los motivos indicados, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 30 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2038.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 110/23 kV, 30 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. Se ampliará el patio de 110 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. Se construirá un nuevo patio de 23 kV que permita la conexión de dos nuevos alimentadores y se acople al patio de 23 kV existente. El costo de este proyecto se presenta en la Tabla 6-71.

Tabla 6-71: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Alto Bonito

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	1612
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	355
3	SUB TOTAL CONTRATO	1966
4	COSTO TOTAL PROYECTO	2291

6.6.10 S/E CASTRO

La Subestación Castro se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de Los Lagos.



Figura 6.143 Ubicación de la S/E Castro

La subestación Castro es abastecida a través de la línea 1x110 kV Pid Pid – Castro de 8 km aproximadamente y ésta abastece la S/E Chonchi a través de la línea 1x110 kV Castro – Chonchi de 18 km aproximadamente. Esta S/E está conformada por un patio de 110 kV y uno de 23 kV, los que son conectados a través de un transformador AT/MT de 16 MVA.

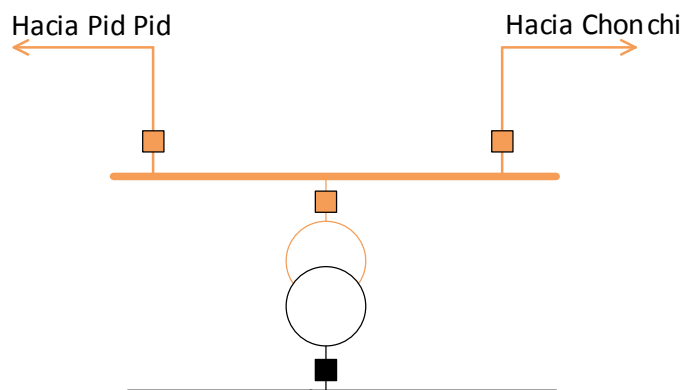


Figura 6.144 Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Castro

En el el Decreto Exento N° 418 se incorporó la obra de expansión “Proyecto Chiloé Gamboa” en donde se seccionará la línea 1x110 kV Pid Pid – Castro para la conexión a la nueva S/E Gamboa y además se incluye la obra “Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV, Tendido del primer Circuito”, por lo que la S/E Castro podrá ser abastecida tanto desde la S/E Gamboa como de la S/E Chonchi.

Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador de la subestación Castro se cargará por sobre el 90% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta durante el periodo de invierno.

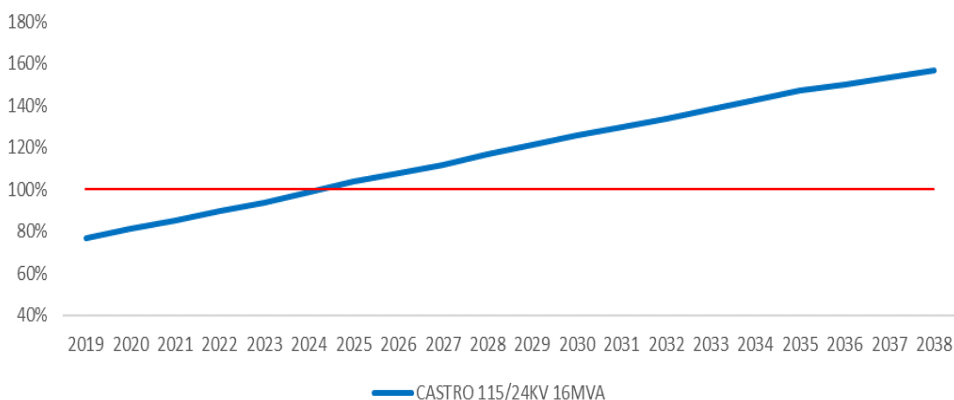


Figura 6.145 Proyección de Cargabilidad del transformador de la S/E Castro

La Figura 6.145 muestra que el transformador se cargaría por sobre el 100% de su capacidad a partir del año 2025, por lo que se justifica el requerimiento de realizar una obra que permita absorber los incrementos de demanda en la zona. Por los motivos indicados, 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 2038.

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 deberá contar con un CTBC que soporte 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. Se construirá un nuevo patio de 23 kV que permita la conexión de dos nuevos alimentadores y se acople al patio de 23 kV existente. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-72: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Castro

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	1451
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	319
3	SUB TOTAL CONTRATO	1771
4	COSTO TOTAL PROYECTO	2063

6.6.11 S/E PUCÓN

Dado a los bajos niveles de tensión observados en las subestaciones de Villarrica y Pucón, se procedió a desarrollar un análisis específico para esta zona, con el propósito de verificar el comportamiento del sistema tomando en cuenta las demandas máximas coincidentes de las subestaciones Villarrica y Pucón. De acuerdo con lo anterior, se generaron 4 nuevos escenarios de operación (verano día y noche e invierno día y noche), considerando la demanda máxima coincidente entre dichas subestaciones y adecuando la demanda de las subestaciones aledañas.

Las demandas empleadas para determinar el comportamiento de la zona son las siguientes:

- S/E Gorbea
- S/E Loncoche
- S/E Pitrufrquén
- Pucón
- Villarrica

Tabla 6-73: Fecha de demanda máxima coincidente

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Pucón - Villarrica	26-01-2017 15:00	13-02-2017 21:00	20-06-2017 17:00	20-06-2017 19:00

Se evaluó la zona para cada uno de los periodos indicados, estableciendo controles de tensión en la barra Loncoche 66 kV (la cual abastece Pucón), a través del transformador regulador de la S/E Loncoche y una vez que entra en servicio la S/E Lastarria se estableció un control de tensión en las barras de 66 kV en dicha subestación.

En las siguientes imágenes se presentan los niveles de tensión (en por unidad) de las subestaciones aledañas a la zona.

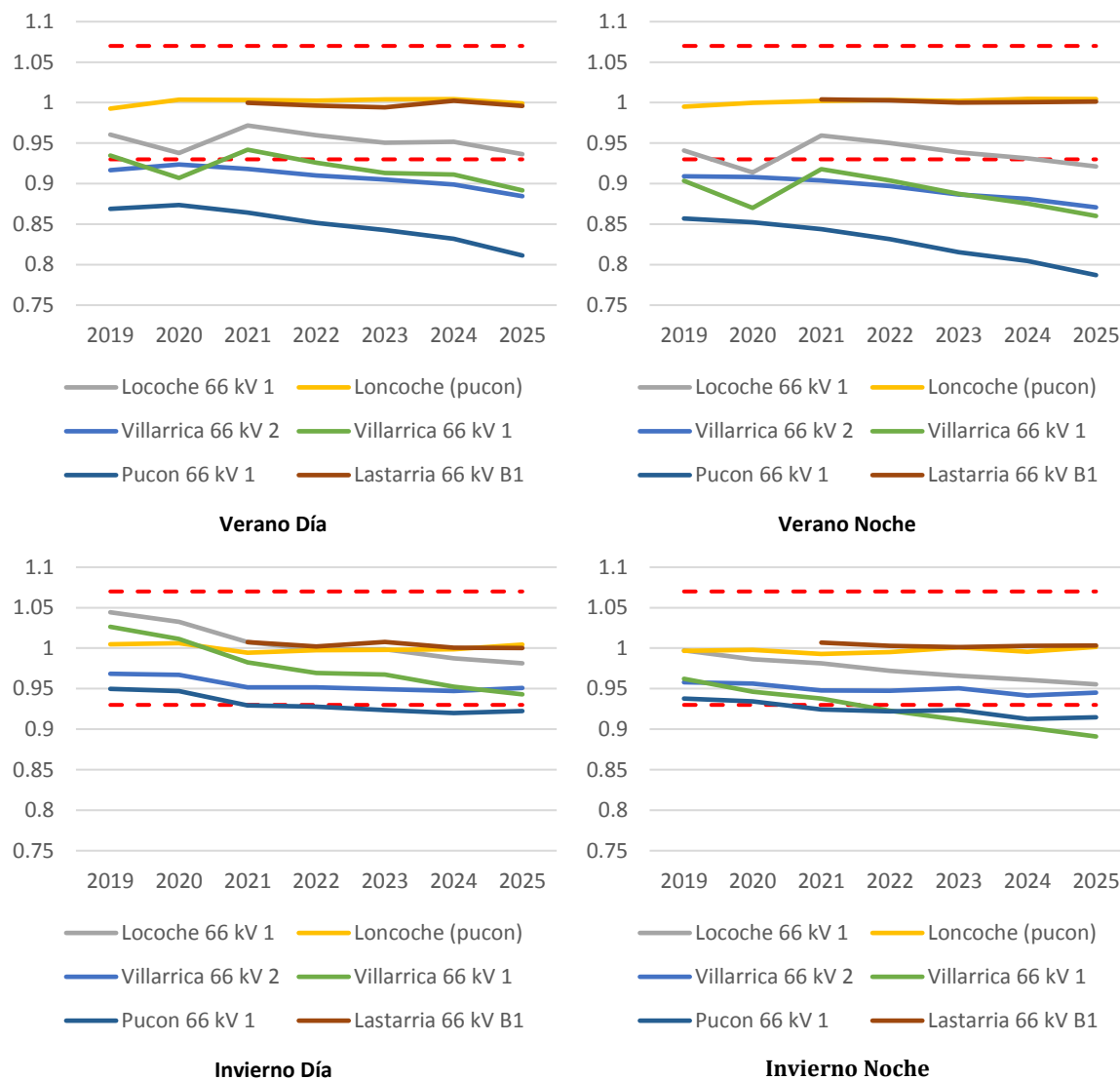


Figura 6.146 Perfiles de tensión en la zona Pucón

De las gráficas de la Figura 6.146 se aprecia que para ambos escenarios de verano los niveles de tensión en ambas subestaciones se encuentran bajo los límites establecidos por la norma técnica de seguridad y calidad de servicio para condición normal de operación. Es relevante el que estos niveles de tensión puedan mejorar si se operan las barras de Loncoche y Lastarria a un nivel de tensión superior sin infringir los límites establecidos por la norma. Adicionalmente, en la barra de 66 kV de la S/E Pucón tampoco se cumpliría con los límites establecidos en los últimos años del análisis.

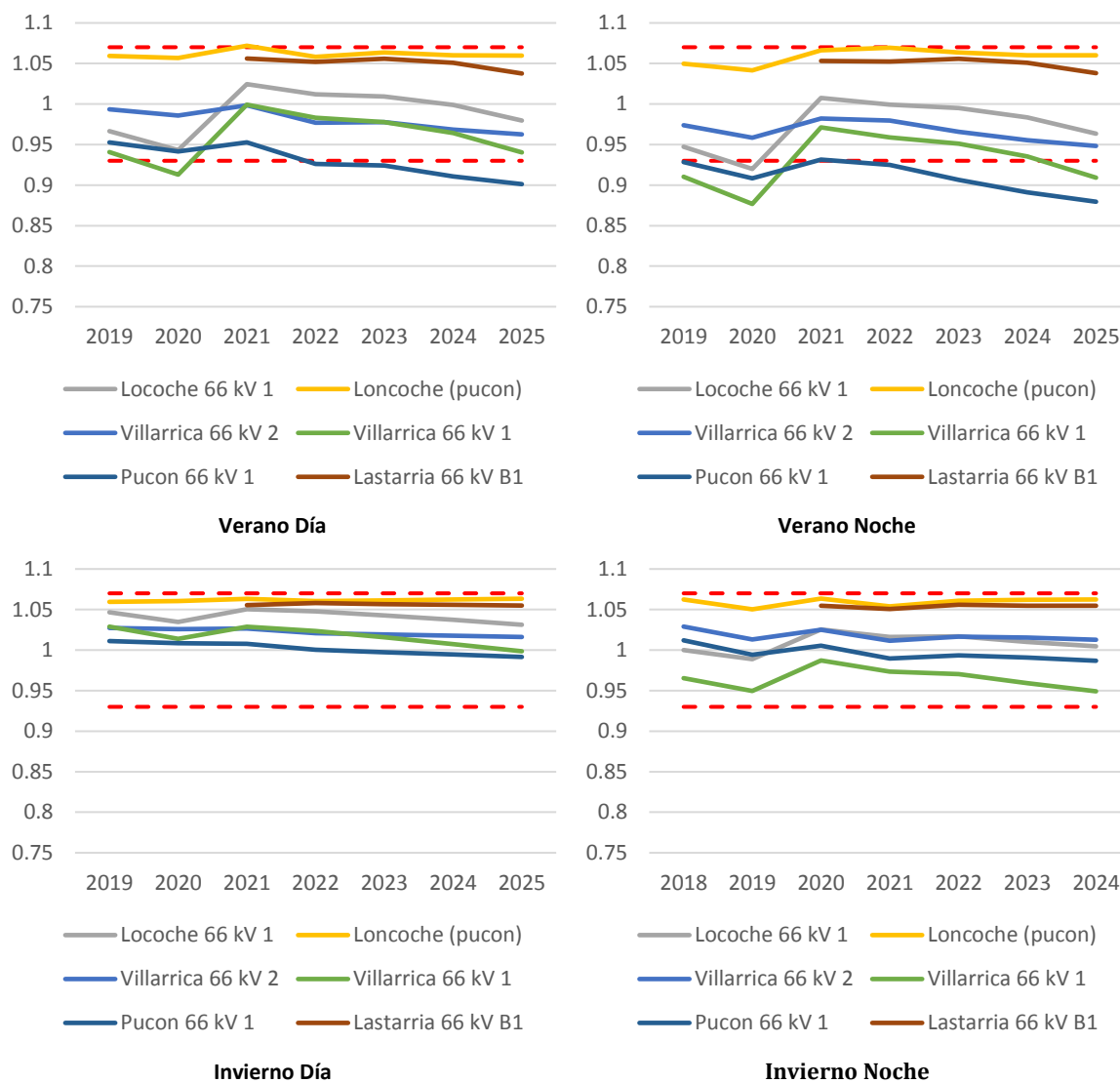


Figura 6.147 Perfiles de tensión en la zona Pucón, controlando tensión a 1,06 pu

Se aprecia que al controlar la tensión en las barras de Loncoche y Lastarria a 1,06 pu, mejoran los perfiles de tensión respecto al controlar la tensión a 1 pu. No obstante, aun así no es posible mantener los niveles de tensión dentro de los rangos establecidos para el caso de Verano Noche, exceptuando el año 2021 cuando ingresa la S/E Lastarria y Verano Día a partir del año 2023.

La Subestación Pucón se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de La Araucanía.



Figura 6.148 Ubicación de la S/E Pucón

La subestación Pucón es abastecida radialmente desde la línea 1x66 kV Villarrica – Pucón de 30 km aproximadamente, la cual cuenta con una capacidad límite de 52 MVA a 25 °C. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV y uno de 23 kV, los que son conectados a través de un transformador AT/MT de 30 MVA.

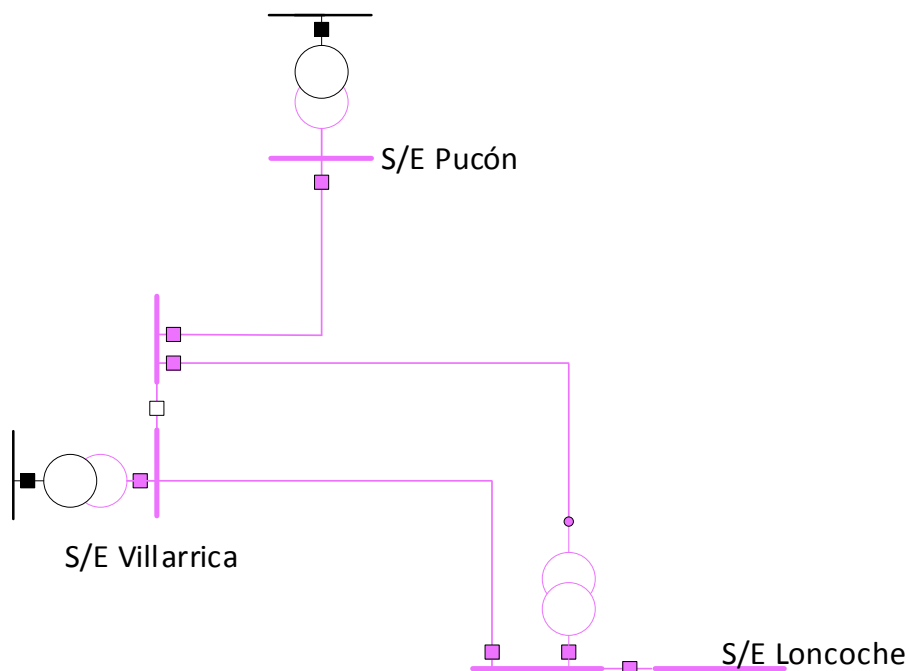


Figura 6.149 Diagrama Unilineal Simplificado de la Zona Villarrica - Pucón

Como propuesta de solución al problema indicado, se evaluó la incorporación de un proyecto de compensación para mejorar los perfiles de tensión en la zona. Se analizó el desempeño del sistema ante la incorporación de un equipo de compensación ubicado en la S/E Villarrica y en la S/E Pucón, uno a la vez, y se examinó un rango de 2,5 a 15 MVar de compensación empleando pasos de 2,5 MVar. Los resultados se realizaron para la demanda máxima esperada durante la noche de verano del año 2025, ya que fue el periodo más exigente observado en el diagnóstico, obteniéndose los resultados presentados en la Figura 6.150.

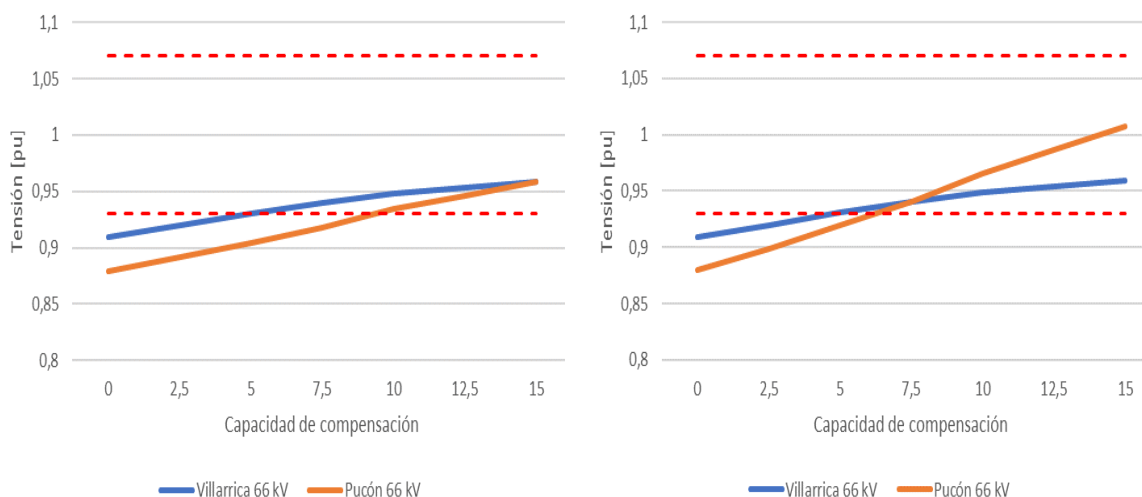


Figura 6.150 Perfiles de tensión ante la incorporación de un equipo de compensación

En la ilustración se observa que realizar la compensación en la S/E Pucón es más conveniente que en la S/E Villarrica ya que se obtienen mejores perfiles de tensión empleando menos reactivos. Lo cual se debe a la disminución de corriente que pasa por la línea y los reactivos que consume ésta. Adicionalmente se aprecia que compensando 7,5 MVar en la S/E Pucón es posible mantener los niveles de tensión dentro del rango admisible, mientras que en Villarrica se debería al menos compensar 10 MVar.

En virtud del diagnóstico desarrollar y las soluciones analizadas se propone incorporar un equipo de compensación reactiva de 10 MVar con pasos de 2,5 MVar en la S/E Pucón. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 6-74: Valorización estimada de la Ampliación en S/E Pucón

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	548
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	71
3	SUB TOTAL CONTRATO	619
4	COSTO TOTAL PROYECTO	721

Por último, cabe mencionar que como medida de solución robusta y de largo plazo para el abastecimiento de la zona, se propone evaluar una nueva línea de transmisión desde la S/E Cunco hasta la S/E Pucón de 59 kilómetros aproximadamente.

6.6.12 LÍNEA 1X66 KV TEMUCO – PUMAHUE C2 Y 1X66 KV PUMAHUE – CHIVILCÁN

Las líneas 1x66 kV Temuco – Pumahue C2 y 1x66 kV Pumahue – Chivilcán se encuentran ubicadas en la comuna de Temuco, la cual pertenece a la Región de La Araucanía.

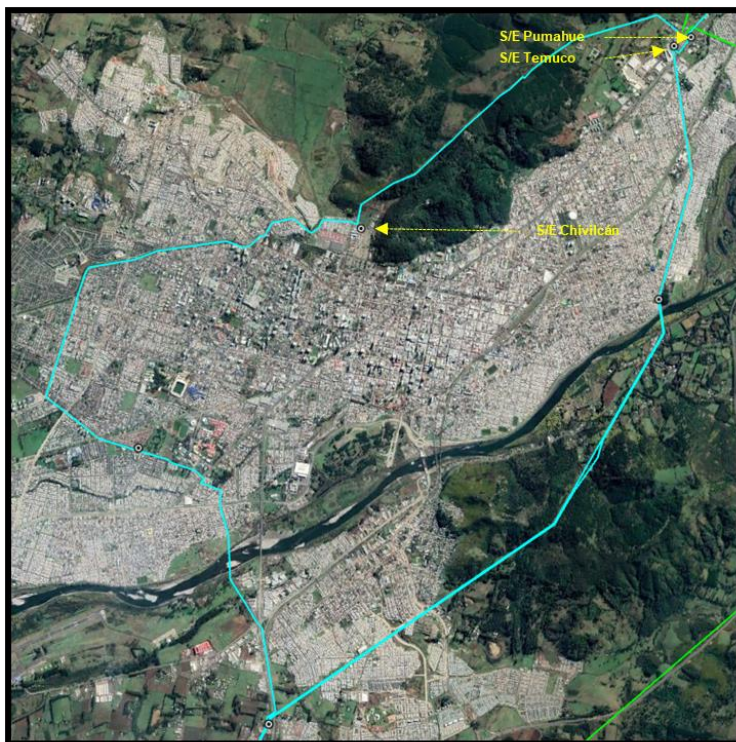


Figura 6.151: Ubicación de las líneas

La línea 1x66 kV Temuco – Pumahue C2 es de 0,42 km y cuenta con un conductor de cobre 2/0 el cual tiene una capacidad de 41 MVA a 25°C, mientras que la línea 1x66 kV Pumahue – Chivilcán es de 4,65 km y cuenta con un conductor AAAC Butte que tiene una capacidad de 52 MVA a 25°C. Estas líneas son empleadas para abastecer las S/E Pumahue y Chivilcán respectivamente, las cuales abastecen más del 70% de la energía requerida en la ciudad de Temuco. En la siguiente figura se presenta un diagrama unilineal simplificado del sistema analizado, considerando la obra futura a desarrollarse en la S/E Padre las Casas. Adicionalmente, en la figura se puede observar la operación propuesta para abastecer la zona al incorporarse la ampliación indicada, en donde los interruptores se muestran en blanco cuando están cerrados y coloreados cuando se encuentran abiertos.

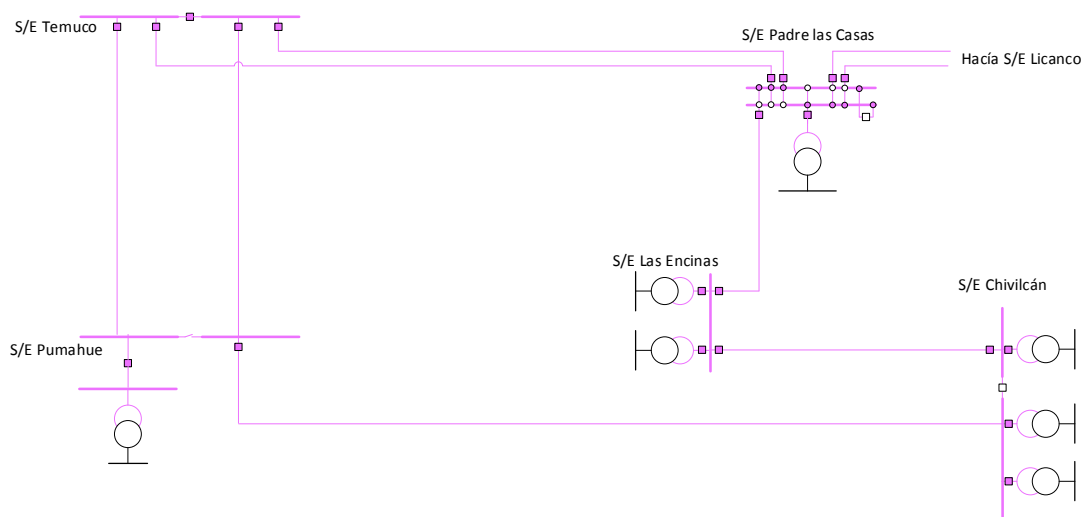


Figura 6.152: Diagrama unilineal simplificado sistema zonal de Temuco

Del diagnóstico presentado se observa que la línea 2x66 kV Temuco – Padre las Casas se carga por sobre el 85% a partir del año 2025, tal como se presenta en las siguientes gráficas.

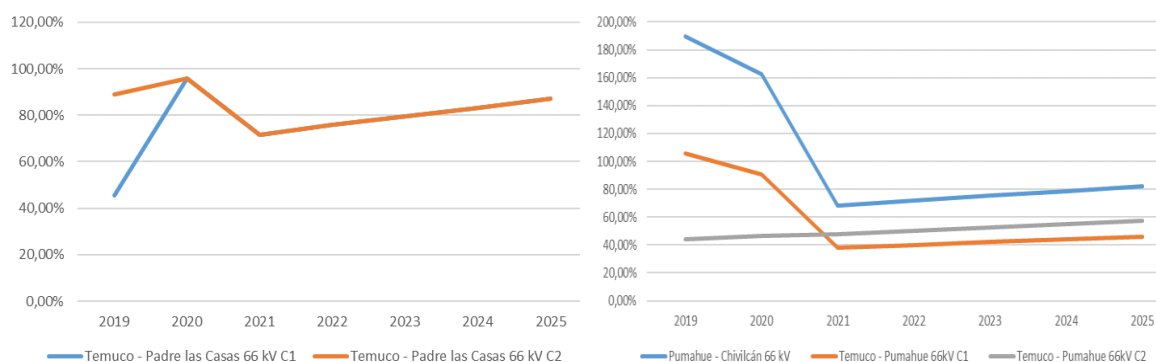


Figura 6.153: Niveles de cargabilidad de las líneas en cuestión

De la Figura 6.153 se observan variaciones relevantes al paso de los años en la cargabilidad de las líneas, lo cual se debe a la entrada de las obras de transmisión decretadas en el DE N°418 del año 2017, estas son, “Ampliación en S/E Padre Las Casas” y “S/E Nueva Metrenco 220/66 kV”, las cuales se encontrarán en operación los años 2020 y 2021 respectivamente, siendo estrictamente necesarias para asegurar el abastecimiento de la demanda en la zona.

Conforme a lo señalado en el diagnóstico, no es posible abastecer la S/E Chivilcán, en las condiciones más exigentes, desde la S/E Pumahué haciéndose necesario realizar medidas operacionales como abastecer una parte de la S/E Chivilcán, desde las subestaciones Pumahué y otra de la subestación Las Encinas. Como alternativa de solución, sería eficiente para la zona, tanto el repotenciamiento

de la línea 1x66 kV Pumahue – Chivilcán como el de la línea 2x66 kV Temuco – Padre Las Casas. No obstante, dado que la línea 1x66 kV Pumahue – Chivilcán es más corta y tan solo cuenta con un circuito se opta por el repotenciamiento de esta línea.

El Coordinador realizó un estudio de expansión territorial en la zona, identificándose que el crecimiento de Temuco se fortalecerá en el poniente de la ciudad y en la zona centro, crecimientos verticales, esperándose un proceso de densificación del centro de la ciudad, ya que el resto de la comuna estaría compuesta por comunidades indígenas con tierras naturales, además de ciertas zonas agrícolas y forestales, por lo que se estiman crecimientos mayores tanto de las subestaciones Chivilcán y Las Encinas. Justificándose la necesidad de realizar un repotenciamiento de las instalaciones existentes versus explorar nuevas alternativas de solución como obras nuevas en las zonas de crecimiento.

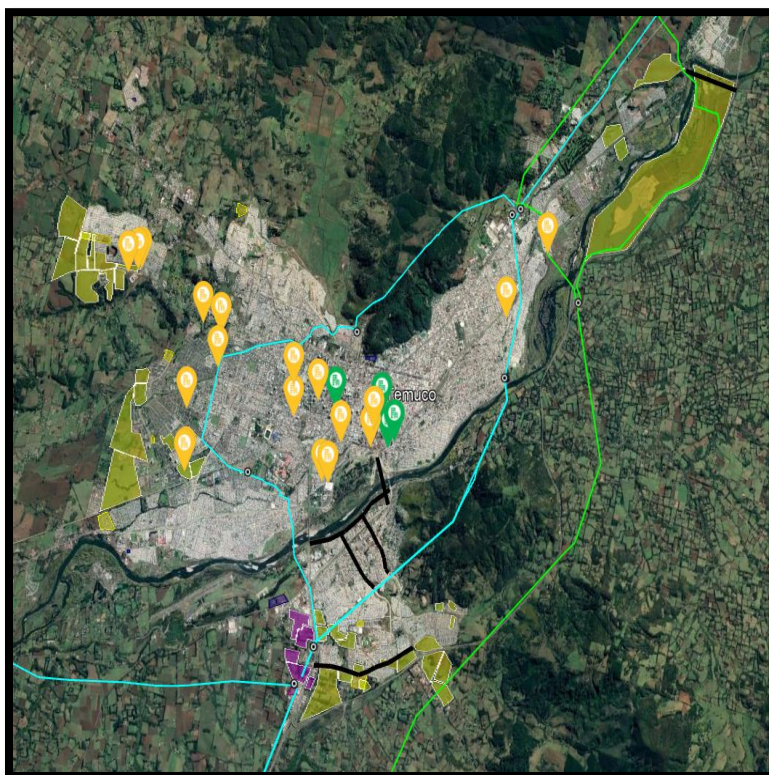


Figura 6.154: Proyección territorial de la ciudad de Temuco

De la Figura 6.154 se aprecia que el crecimiento se encuentra concentrado en la zona centro de la ciudad y sur, sector de Padre Las Casas, no observándose nuevos lugares donde sería factible desarrollar un nuevo punto de abastecimiento de la zona. Cabe indicar que la información empleada será publicada durante el primer trimestre del año 2019, en el cual se detalla la información presentada en la gráfica.

Acorde a lo presentado se recomienda el repotenciamiento de la línea 1x66 kV Pumahue – Chivilcán por un conductor de al menos 93 MVA a 25°C con Sol. Adicionalmente, previsto a que el tramo de

línea 1x66 kV Temuco – Pumahue C2 es de tan solo 300 metros, se propone extender el alcance de la obra y aumentar la capacidad de transmisión de dicho tramo. El costo de este proyecto se presenta en la Tabla 6-75.

Tabla 6-75: Valorización estimada del repotenciamiento de línea 1x66 kV Temuco – Pumahue y 1x66 kV Pumahue - Chivilcán

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL (miles de US\$)
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	609
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	79
3	SUB TOTAL CONTRATO	688
4	COSTO TOTAL PROYECTO	802

7 RECOMENDACIONES

A modo de síntesis y conclusión del análisis de Expansión de la Transmisión realizado por el Coordinador, se presentan las Tablas 7-1 a 7-5, las que condensan 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.

7.1 ZONA NORTE GRANDE

No se requiere de obras de expansión, toda vez que aquellas obras que se encuentran determinadas vía Decreto Exento, en conjunto con las que se encuentran en construcción, cumplen a cabalidad con los requerimientos de capacidad de la demanda proyectada y los nuevos proyectos de generación

7.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA

Tabla 7-1 Recomendación de Obras de Expansión, Zona Diego de Almagro - Quillota.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI [MMUSD]	Ref.	Comentario	Tipo de Obra
1	Seccionamiento LTx 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada en S/E Don Héctor	-	-	feb-23	Inmediata	Nacional	24	9		Permite conexión de nuevos proyectos de generación.	Ampliación
2	Aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x110 kV de 51 km Choapa – Illapel.	90	51	feb-23	Inmediata	Zonal	24	5,7		Evita congestión línea 1x66 kV Choapa – Illapel.	Ampliación
3	Nuevo Transformador 66/23 kV de 10 MVA en S/E Monte Patria.	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5		Evita congestión transformador existente S/E Monte Patria.	Ampliación
4	Nuevo Transformador 66/23 kV de 30 MVA en S/E OVALLE.	30	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2		Evita congestión transformadores existentes S/E Ovalle.	Ampliación
5	Nuevo Transformador 110/23 kV de 20 MVA en S/E QUÍNQUIMO.	20	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,1		Evita congestión transformador existente S/E Quinquimo.	Ampliación
6	Aumento de capacidad de transmisión de tramo de 1 km de la línea 1x110 kV de 40 km Quillota – Marbella.	60	1	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,2		Evita congestión tramo de 1 km de la línea 1x110 kV Quillota – Marbella.	Ampliación

7	Habilitar transformador de respaldo de 13 MVA en S/E Cabildo.	13	-	feb-22	Inmediata	Zonal	12	0,5	Evita congestión transformador existente S/E Cabildo.	Ampliación
---	---	----	---	--------	-----------	-------	----	-----	---	------------

7.3 ZONA QUINTA REGIÓN

Tabla 7-2 Recomendación de Obras de Expansión, Zona Quinta Región.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Longitud [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constructivo [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de capacidad S/E Algarrobo Norte. Nueva Unidad 110/66 kV – 20 MVA.	20	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,2	Evita congestión transformador existente S/E Algarrobo Norte.	Ampliación
2	Habilitación segundo transformador 66/12,5 kV S/E Balandras.	12	-	feb-22	Inmediata	Zonal	12	0,2	Evita congestión transformador existente S/E Balandras.	Ampliación

7.4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

Tabla 7-3 Recomendación de Obras de Expansión, Zona Región Metropolitana.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Longitud [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constructivo [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de capacidad S/E Batuco. Nueva Unidad 110/23 kV – 50 MVA.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión transformadores existentes S/E Batuco.	Ampliación
2	Aumento de capacidad S/E Lo Boza. Reemplazo Unidad 110/12 kV – 22,4 MVA por unidad de 110/12 kV – 50 MVA.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,8	Evita congestión transformadores existentes S/E Lo Boza.	Ampliación
3	Nueva S/E Mapocho 3x50 MVA – Ltx 110 kV -250 MVA Tap Vitacura – Nueva S/E Mapocho.	150	-	ago-24	Inmediata	Zonal	42	50	Evita congestión transformadores existentes de la zona oriente de Santiago.	Nueva
4	Aumento de capacidad S/E Los Almendros. Nueva Unidad	400	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	15,8	Evita congestión transformador existente S/E Los Almendros.	Ampliación

	220/110 kV – 400 MVA.									
5	Aumento de capacidad S/E Costanera. Nueva Unidad 110/12 kV – 50 MVA.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,0	Evita congestión transformadores existentes S/E Costanera.	Ampliación
6	Aumento de capacidad S/E Maipú. Reemplazo Unidad 110/12 kV – 22,4 MVA por unidad de 110/12 kV – 50 MVA.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,8	Evita congestión transformadores existentes S/E Maipú.	Ampliación
7	Aumento de capacidad S/E Pajaritos. Nueva Unidad 110/12 kV – 50 MVA.	100	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión transformadores existentes S/E Pajarito.	Ampliación
8	Aumento de capacidad S/E Lo Aguirre. Nueva Unidad 110/23 kV – 50 MVA.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión transformadores existentes S/E Lo Aguirre.	Ampliación
9	Aumento de capacidad de línea 2x110 kV	200	0,06	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,8	Evita congestión tramo de 1 km de la línea 2x110 kV Tap	Ampliación

	Tap San Bernardo – San Bernardo.								San Bernardo – San Bernardo.	
10	Aumento de capacidad de línea 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur.	250	0,9	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,8	Evita congestión tramo de 1 km de la línea 2x110 kV Tap Santa Raquel – Santa Rosa Sur.	Ampliación
11	Aumento de capacidad de línea 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor.	200	4,2	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión tramo de 1 km de la línea 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor.	Ampliación
12	Nuevo transformador 220/23 kV - 50 MVA S/E Nueva Seccionadora Lampa.	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión transformadores existentes S/E Lampa.	Ampliación
13	Nuevo transformador 110/12,5 kV 50 MVA S/E Santa Raquel	50	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	3,2	Evita congestión transformadores existentes S/E Santa Raquel.	Ampliación

7.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

Tabla 7-4 Recomendación de Obras de Expansión, Zona Alto Jahuel - Charrúa.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Longitud [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constructivo [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Chumaquito.	18,7	-	ago-24	2020	Zonal	18	1,9	Evita congestión transformador existente S/E Chumaquito.	Ampliación
2	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Hospital.	18,7	-	ago-24	2020	Zonal	18	1,9	Evita congestión transformador existente S/E Hospital.	Ampliación
3	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Ranguilí.	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformador existente S/E Ranguilí.	Ampliación
4	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Panguilemo.	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformador existente S/E Panguilemo.	Ampliación
5	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Parral.	30	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,1	Evita congestión transformador existente S/E Parral.	Ampliación
6	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Pelequén.	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformador existente S/E Pelequén.	Ampliación
7	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Hualañé.	5	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,4	Evita congestión transformador existente S/E Hualañé.	Ampliación
8	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Villa Prat.	15	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,8	Evita congestión transformador existente S/E Villa Prat.	Ampliación

9	Aumento de Capacidad de Transmisión de la Línea 1x66 kV Talca - Piduco	82	2,9	feb-23	Inmediata	Zonal	24	0,5	Evita congestión Línea 1x66 kV Talca – Piduco.	Ampliación
10	Aumento de Capacidad de Transmisión de la Línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo	66	5,7	feb-24	2020	Zonal	24	1,0	Evita congestión Línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo.	Ampliación
11	Aumento de Capacidad de Barra 66 kV S/E Teno	-	-	feb-22	Inmediata	Zonal	12	0,3	Por requerimiento de desarrollo de generación en la zona.	Ampliación
12	Aumento de Capacidad S/E Parral. Instalación BBCC 15 MVar.	-	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,9	Soluciona problemas de regulación de tensión en la zona	Ampliación
13	Aumento de Compensación Reactiva Zona Jahuel – Charrúa.	-	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	5,0	Calidad de Servicio	Ampliación
14	CER en S/E Maipo (-200/+400 MVA)	400	-	feb-23	Inmediata	Nacional	24	40	Aumenta capacidad de transmisión Ancoa – Alto Jahuel 500 kV	Nueva

7.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

Tabla 7-5 Recomendación de Obras de Expansión, Zona Charrúa - Chiloé.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	de Cap. [MVA]	Longitud [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constructivo [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de capacidad de S/E Nueva Penco.	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformador existente S/E Penco.	Ampliación

	Unidad 66/15 kV – 10 MVA.									
2	Aumento de capacidad S/E Chiguayante. Reemplazo Unidad 66/13,2 kV – 16,6 MVA por unidad de 66/13,2 kV – 30 MVA.	30	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,6	Evita congestión transformadores existentes S/E Chiguayante.	Ampliación
3	Aumento de capacidad S/E Laja. Reemplazo de las dos Unidades 66/13,8 kV – 5 MVA por unidad de 66/13,8 kV – 16 MVA	16	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,4	Evita congestión transformadores existentes S/E Laja.	Ampliación
4	Aumento de capacidad S/E Pillanlelbún. Reemplazo de la Unidad 66/23 kV – 5 MVA por unidad de 66/23 kV – 10 MVA	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformador N°2 de la S/E Pillanlelbún.	Ampliación
5	Aumento de capacidad S/E Traiguen. Nueva Unidad 66/13,2 kV – 10 MVA	10	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	1,5	Evita congestión transformadores existentes S/E Traiguen.	Ampliación

6	Aumento de capacidad S/E Alto Bonito. Nueva Unidad 110/23 kV – 30 MVA	30	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2,3	Evita congestión transformador existente S/E Alto Bonito.	Ampliación
7	Aumento de capacidad S/E Castro. Nueva Unidad 110/23 kV – 16 MVA	16	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	2	Evita congestión transformador existente S/E Castro.	Ampliación
8	Aumento de capacidad S/E Pucón. Nuevo Equipo de Compensación 10 MVar.	-	-	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,7	Soluciona problemas de regulación de tensión en la zona	Ampliación
9	Aumento de capacidad de transmisión líneas 1x66 kV Temuco – Pumahue C2 y 1x66 kV Pumahue – Chivilcán.	90	5	ago-22	Inmediata	Zonal	18	0,8	Evita congestión línea 2x66 kV Temuco – Padre Las Casas.	Ampliación
10	Seccionamiento LTx 1x220 kV Los Peumos – Duqueco en S/E Mulchén y cambio de conductor del tramo Mulchén – Charrúa	530	68	feb-24	Inmediata	Nacional	36	16,7	Permite conexión de nuevos proyectos de generación.	Ampliación

	(264 a 530 MVA, a 25°C con sol)									
11	Ampliación en S/E Tineo	-	-	feb-22	Inmediata	Nacional	12	0,7	Permite conexión de proyecto eólico Aurora.	Ampliación