Apéndice III – Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal

Noviembre de 2023

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

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

REVISORES

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

AUTORES

Nombre	Cargo
José Araneda V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Nicolás Cáceres G.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Philip Guerra N.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cristóbal Guzmán F.	Ingeniero de Estándares y Normativa
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

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

CONTENIDO

1 DETALLE ANÁLISIS ZONALES 5

1.1 DIAGNÓSTICO ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO 5
1.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 5
1.1.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL 11
1.1.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT 13
1.1.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT 14
1.1.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 15
1.2 DIAGNÓSTICO ZONA DIEGO DE ALMAGRO - QUILLOTA 17
1.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 17
1.2.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL 23
1.2.3 DIAGNÓSTICO DE TRANFORMADORES AT/MT 25
1.2.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT 26
1.2.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 27
1.3 DIAGNÓSTICO ZONA QUINTA 29
1.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 29
1.3.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL 34
1.3.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT 37
1.3.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT 39
1.3.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 40
1.3.6 SENSIBILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 41
1.4 DIAGNÓSTICO ZONA REGIÓN METROPOLITANA 44
1.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 44
1.4.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL 48
1.4.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT 52
1.4.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT 55
1.4.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 57
1.4.6 SENSIBILIDAD SIN CENTRAL RENCA 59
1.4.7 SENSIBILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 63
1.5 DIAGNÓSTICO ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA 66
1.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 66
1.5.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL 70
1.5.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT 77
1.5.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT 80

1.5.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 81
1.6 DIAGNÓSTICO ZONA CHARRÚA – CHILOÉ 83
1.6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 83
1.6.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL 89
1.6.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT 94
1.6.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT 96
1.6.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 97
1.6.6 SENSIBILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 99

1 DETALLE ANÁLISIS ZONALES

1.1 DIAGNÓSTICO ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

1.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 188.148 km^2. De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es cercana a los 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 cubre una extensión de unos 980 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

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

La Figura 1-1 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Arica – Diego de Almagro.

Las principales obras de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la Figura 1-2. De estas instalaciones, las principales características son presentadas en la Tabla 1.1. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que actualmente se encuentran en operación y aquellas que se encuentran en construcción. A modo general, se puede indicar que estas instalaciones suman aproximadamente 2.500 km de extensión, las que presentan niveles de tensión de 500 y 220 kV.

En lo que respecta al sistema zonal inmerso en el área de análisis, éste está compuesto por un total de 27 líneas de transmisión zonales, cuya extensión alcanza cerca de 390 km con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV y 66 kV, siendo predominantes las líneas de 110 kV con una longitud aproximada de 300 km. Por otro lado, el sistema zonal en general opera de forma radial y se abastece principalmente a través de líneas de 220 kV.

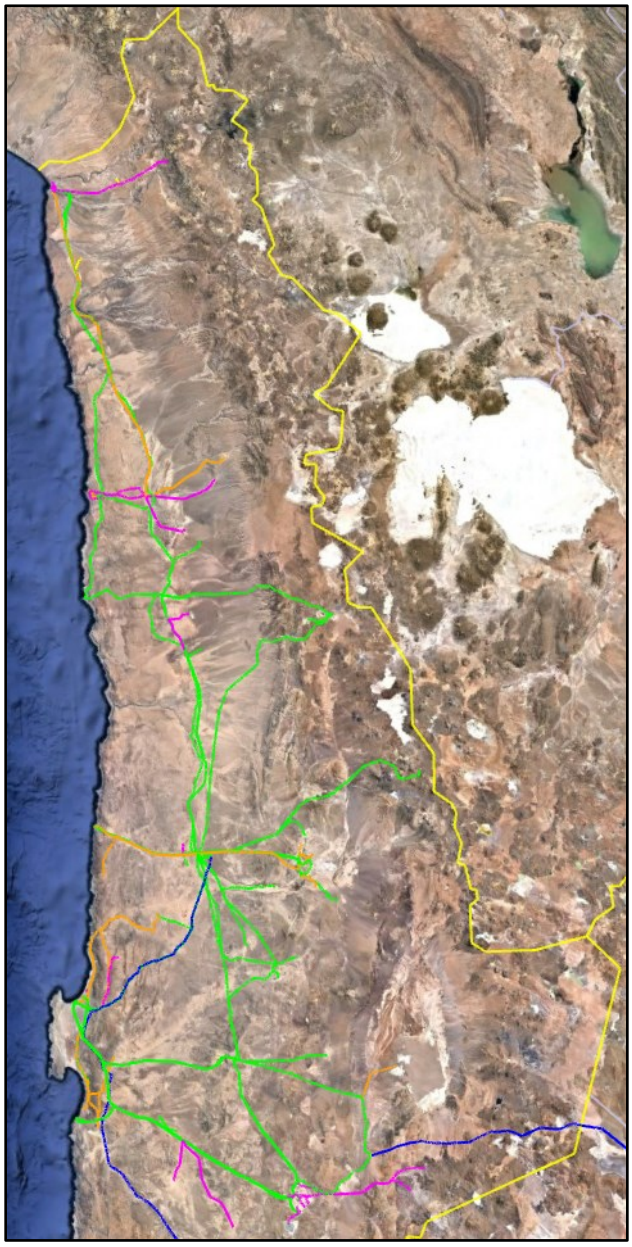

Figura 1-1. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Arica – Diego de Almagro.

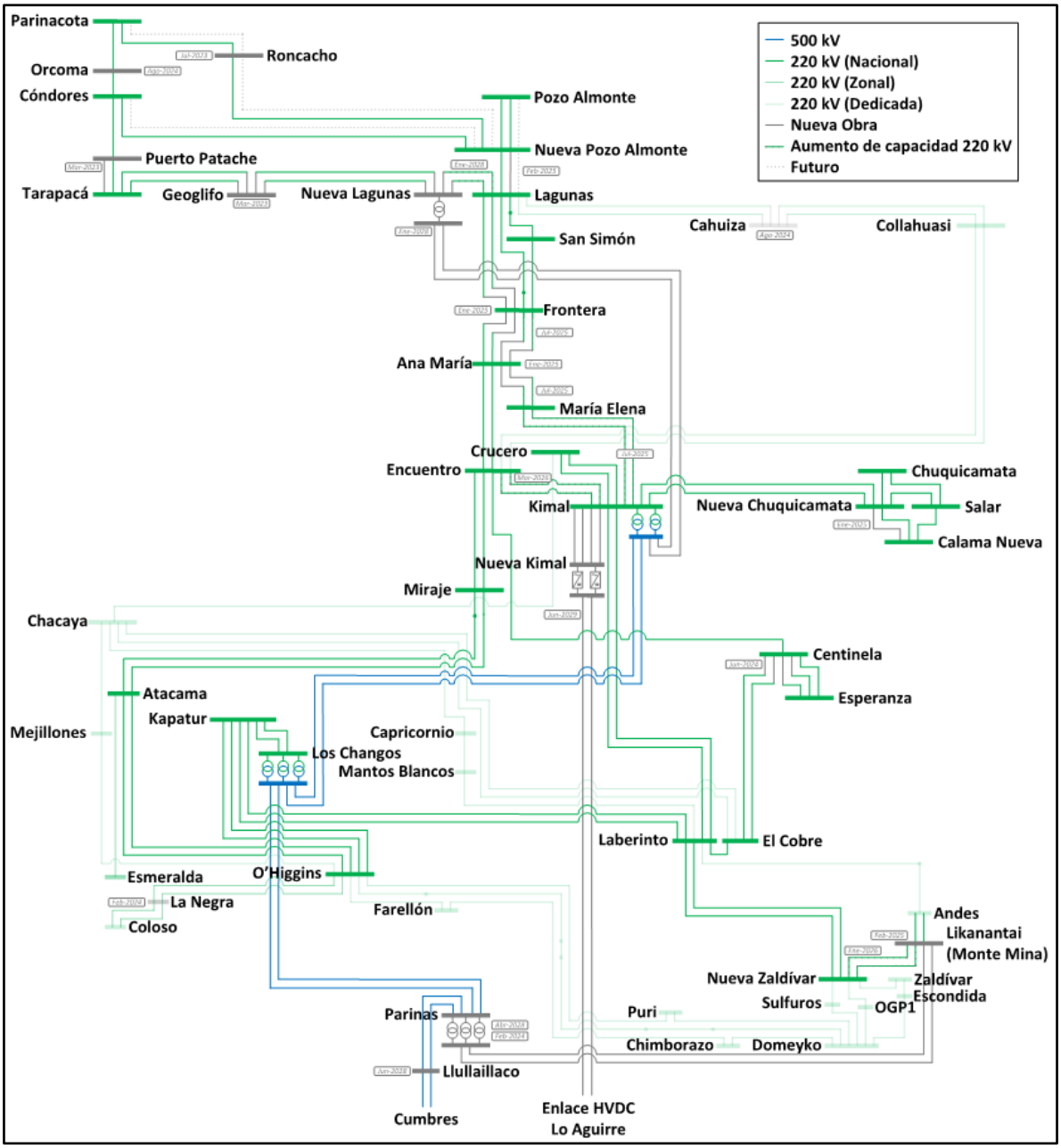

Figura 1-2. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Arica – Diego de Almagro.

Tabla 1.1. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Arica – Diego de Almagro.

Instalación	Tensión [kV]	Cant. Circ/equip	Capacidad [MAV] @25°C	Fecha PES
L. Ana María - Frontera	220	2	199	Existente
L. Ana María - Lagunas	220	2	315	Existente
L. Atacama - Tap Enlace	220	1	324	Existente
L. Chuquicamata - Nueva Chuquicamata	220	1	391	Existente
L. Cóndores - Parinacota	220	1	166	Existente
L. Crucero - Kimal	220	2	896	Existente
L. El Cobre - Esperanza	220	2	262	Existente
L. Encuentro - Ana María	220	2	315	Existente
L. Encuentro - Centinela	220	1	255	Existente
L. Encuentro - Kimal	220	2	896	Existente
L. Encuentro - Miraje	220	2	324	Existente
L. Esperanza - Centinela	220	1	165	Existente
L. Geoglifos - Tarapacá	220	2	217	Existente
L. Kapatur - Los Changos	220	2	1637	Existente
L. Kimal - Nueva Chuquicamata	220	2	516	Existente
L. Laberinto - El Cobre	220	1	255	Existente
L. Laberinto - Kapatur	220	2	255	Existente
L. Laberinto - Kimal	220	2	276	Existente
L. Laberinto - Nueva Zaldívar	220	2	293	Existente
L. Lagunas - Geoglifos	220	2	217	Existente
L. Lagunas - Nueva Pozo Almonte	220	1	195	Existente
L. Lagunas - Tap Nueva Victoria	220	1	211	Existente
L. Lagunas - Tap Quillagua	220	1	199	Existente
L. Likanantai - Andes	220	2	320	Existente
L. Likanantai - Nueva Zaldívar	220	2	320	Existente
L. Likanantai - Parinas	220	2	1700	ene-25
L. María Elena - Ana María	220	2	199	Existente
L. María Elena - Kimal	220	2	199	Existente
L. Miraje - Atacama	220	1	324	Existente
L. Miraje - Tap Enlace	220	1	324	Existente
L. O'Higgins - Atacama	220	2	272	Existente

Instalación	Tensión [kV]	Cant. Circ/equip	Capacidad [MAV] @25°C	Fecha PES
L. O'Higgins - Kapatur	220	2	774	Existente
L. Pozo Almonte - Nueva Pozo Almonte	220	1	195	Existente
L. Puerto Patache - Cóndores	220	1	166	ene-22
L. Salar - Calama Nueva	220	1	322	Existente
L. Salar - Chuquicamata	220	1	437	Existente
L. Salar - Nueva Chuquicamata	220	1	482	Existente
L. San Simón - Frontera	220	1	199	Existente
L. San Simón – Tap Nueva Victoria	220	1	290	Existente
L. Tap Quillagua - Frontera	220	1	199	Existente
L. Tarapacá - Puerto Patache C1	220	1	193	Existente
L. Tarapacá - Puerto Patache C2	220	1	193	Existente
Nueva línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, tendido del primer circuito	220	1	297	ene-25
L. Nueva Chuquicamata – Calama Nueva C1	220	1	260	Existente
L. Nueva Pozo Almonte – Cóndores C1	220	1	260	Existente
L. Nueva Pozo Almonte – Pozo Almonte C1	220	1	260	Existente
L. Nueva Pozo Almonte – Parinacota C1	220	1	260	Existente
L. Cumbre - Parinas	500	2	2037	Existente
L. Los Changos - Kimal	500	2	2375	Existente
L. Parinas - Los Changos	500	2	2037	Existente
Nueva línea 2x500 kV Kimal – Nueva Lagunas	500	2	1700	Jun-27
Autotransformadores S/E Kimal	500/220/66	2	3x250/250/51	Existente
Autotransformadores S/E Los Changos	500/230/66	3	3x250/250/51	Existente
Autotransformador S/E Parinas	500/220	3	3x250/250	abr-28

La Figura 1-3 presenta la clasificación de las líneas de Transmisión en la zona de estudio divididas por tensión, en donde se aprecia la alta proporción de líneas de 220 kV y 110 kV.

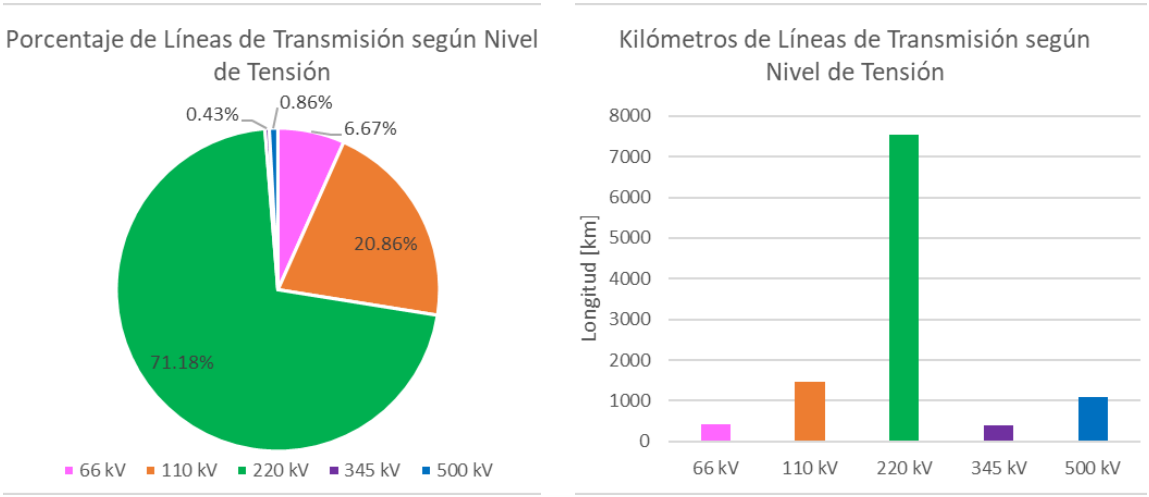

Figura 1-3. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, zona Arica – Diego de Almagro.

En la Figura 1-4, se presenta la cantidad de transformadores existentes, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

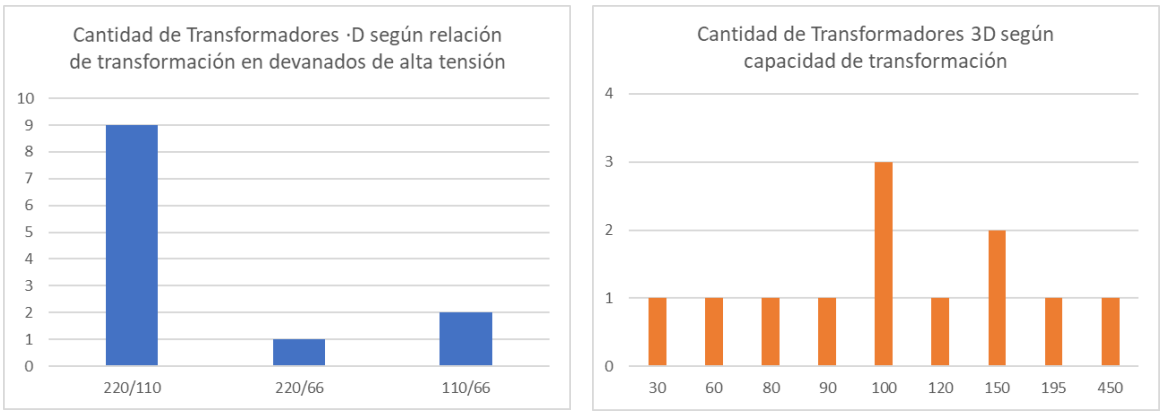

Figura 1-4. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Arica – Diego de Almagro.

Respecto a la demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal, en la Figura 1-5 se presenta los escenarios de demanda máximas coincidentes para la zona en análisis, lo cual permite contar con un índice global de la demanda que se abastece por escenario.

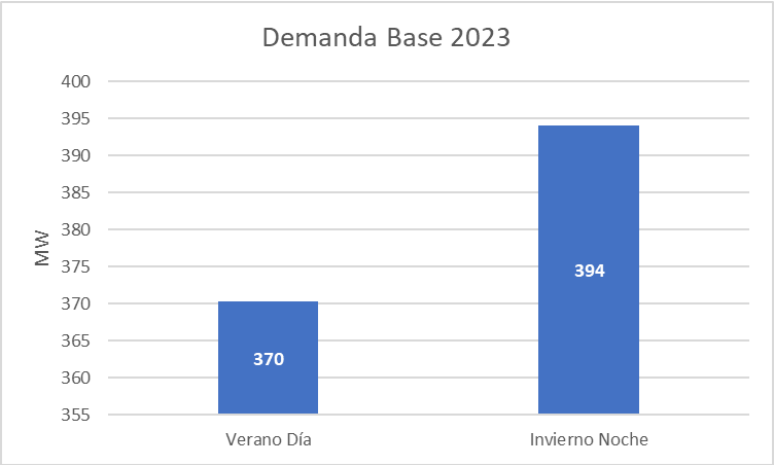

Figura 1-5. Escenarios con demanda máxima coincidentes de la zona Arica – Diego de Almagro 2023.

1.1.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Arica – Diego de Almagro, se detectan 6 zonas que presentan comportamientos de temperatura distintos. Estas zonas presentan una conducta bastante similar en los periodos de invierno; no obstante, en los periodos de verano se aprecia una diferencia importante entre las zonas de la costa y las del interior. La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Cuadro de temperaturas, zona Arica – Diego de Almagro.

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

A continuación, mediante la Tabla 1.3 a la

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 10/08/2019)	Escenario
Ampliación S/E Tamarugal	Agosto 2024
Ampliación S/E Centro	Noviembre 2023
Ampliación S/E Pozo Almonte	Agosto 2024

Tabla 1.6, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Arica – Diego de Almagro, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°4/2019, DE N°198/2019 y DE N°171/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 1.3. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Arica – Diego de Almagro.

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Escenario
Ampliación S/E Capricornio	Abandonado
Nueva S/E Guardiamarina 110/23-13 kV	En Servicio

Tabla 1.4 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019), zona Arica – Diego de Almagro.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019)	Escenario
Nueva S/E Seccionadora La Negra 220/110 kV	Enero 2024

Tabla 1.5. Obras de Ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°4 09/01/2019), zona Arica – Diego de Almagro

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 10/08/2019)	Escenario
Ampliación S/E Tamarugal	Agosto 2024
Ampliación S/E Centro	Noviembre 2023
Ampliación S/E Pozo Almonte	Agosto 2024

Tabla 1.6 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Arica – Diego de Almagro.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 07/09/2020)	Escenario
Ampliación en S/E Palafitos	Enero 2024

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan 5 subzonas a las cuales se obtienen las demandas máximas coincidentes para los cuatro casos analizados, las fechas son detalladas en la Tabla 1.7.

Tabla 1.7. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Arica – Diego de Almagro.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Antofagasta	2022-02-25 13:00:00	2022-03-29 20:00:00	2022-05-31 18:00:00	2022-06-14 19:00:00
Arica	2022-12-13 12:00:00	2022-12-14 21:00:00	2022-08-06 18:00:00	2022-09-21 21:00:00
Calama	2022-01-11 15:00:00	2022-12-13 21:00:00	2022-06-20 10:00:00	2022-06-15 20:00:00
Iquique	2022-03-07 16:00:00	2022-11-25 23:00:00	2022-07-08 18:00:00	2022-07-08 19:00:00
Tocopilla	2022-12-13 13:00:00	2022-12-31 21:00:00	2022-06-29 18:00:00	2022-07-27 20:00:00

1.1.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2023 presenta 4 transformadores sobrecargados y 2 transformadores con un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentran bajo el 85% de su capacidad. La Figura 1-6 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 hasta el año 2031 (año 2023 al interior), donde los estados corresponden a:

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

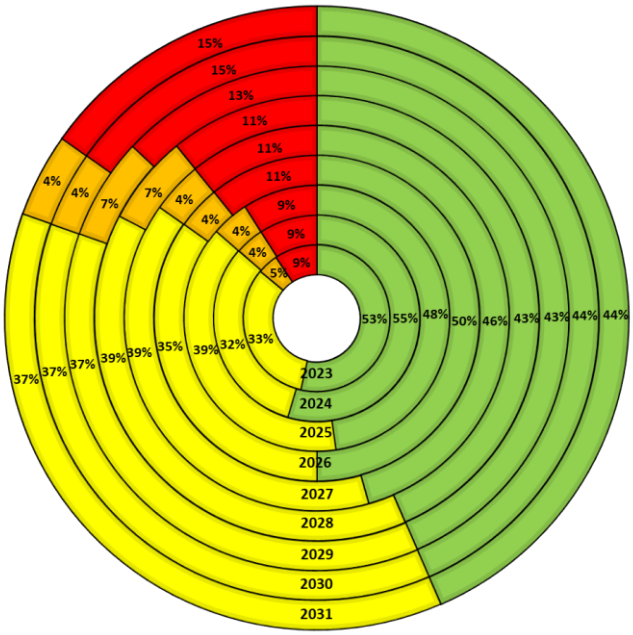

Figura 1-6. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Arica – Diego de Almagro.

El análisis de la Figura 1-6 permite observar que:

- Al año 2023 se aprecia que el 14% de los transformadores bajo condiciones de demanda máxima presenta episodios de carga sobre el 85% de su capacidad, mientras que un 86% de estos no supera dicha capacidad.
- Sin embargo, y producto de la entrada en operación de nuevos transformadores o traspasos de carga entre los años posteriores, se observa que al final del periodo analizado (2031), un 15% de los transformadores de la zona de estudio presenta una condición de cargabilidad por sobre el 100% de su capacidad, mientras que otro 4% presenta una condición de cargabilidad entre el 85% y 100% de su capacidad.

1.1.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 11 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los dos escenarios de análisis (verano día e invierno noche). En la Figura 1-7 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 (círculos interiores) hasta el año 2031 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

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

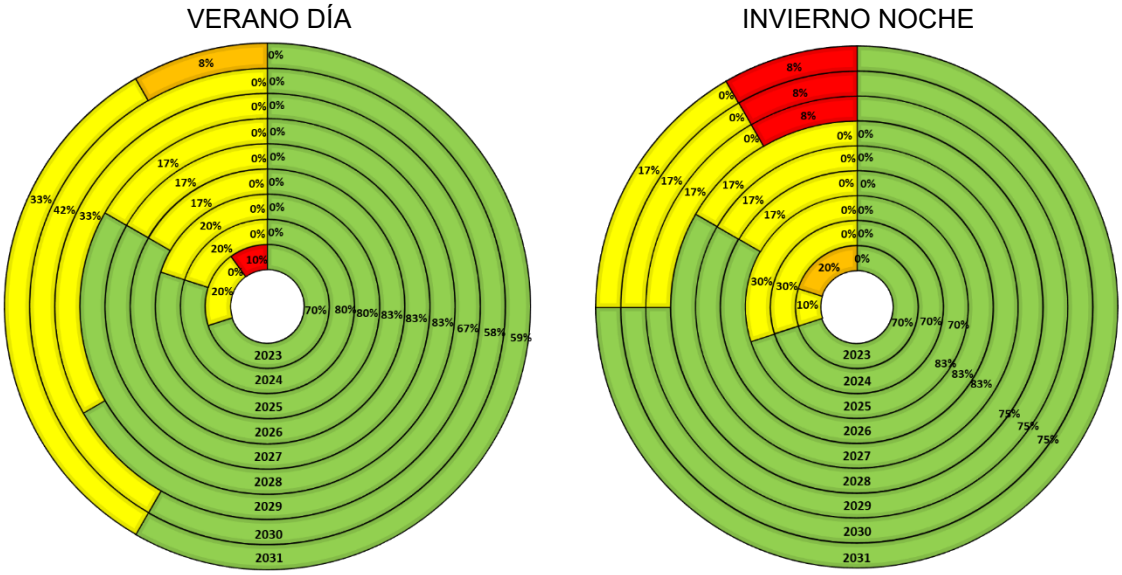

Figura 1-7. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Arica – Diego de Almagro.

De los resultados obtenidos, se puede evidenciar que para el parque de transformadores AT/AT pertenecientes a esta zona de estudio, al final del periodo analizado un 8% de los transformadores presentan una condición de cargabilidad por sobre el 100% de su capacidad, en donde, el transformador que presenta dicha condición corresponde al equipo ATR Esmeralda 220/115/13,8 kV 150 MVA N1.

Por otra parte, es importante destacar que si no se ejecuta la Obra de Ampliación en S/E Capricornio del DE 418 – 2017, se producirían problemas de cargabilidad en el actual equipo ATR Capricornio 220/110/13,8 kV 60 MVA N1, superando el 85% de su capacidad al año 2030.

1.1.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 34 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas líneas de la zona, siendo estas evaluadas en dos escenarios de análisis (verano día e invierno noche). La Figura 1-8 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

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

Se observa que para el escenario verano día, el sistema está más exigido debido a la influencia de la temperatura en la capacidad de transmisión de estas instalaciones. Por otra parte, el escenario invierno noche no muestra congestiones ya que, ante la ausencia del sol, la capacidad de transmisión es superior.

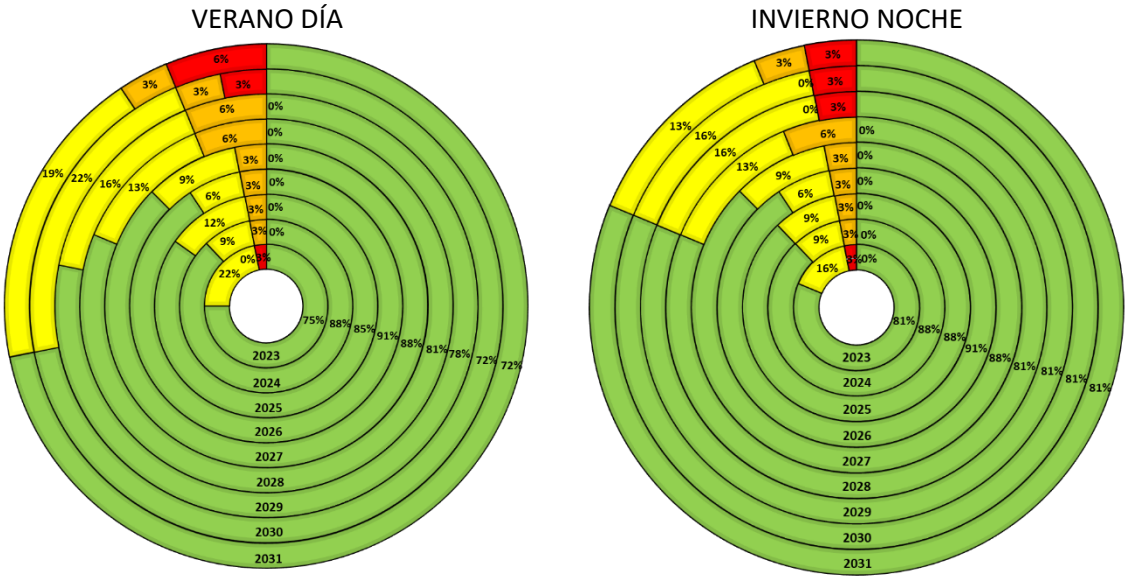

Figura 1-8. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, zona Arica – Diego de Almagro.

De los resultados obtenidos, se puede observar que existen problemas de cargabilidad en un 6% del universo de líneas de transmisión zonales analizadas, en particular se observa que 3 líneas de transmisión presentan una cargabilidad por sobre el 85% de su capacidad al final del periodo analizado. Específicamente, las líneas de transmisión que presentan congestiones corresponden a las líneas de transmisión 1x220 kV Atacama – Esmeralda C1, 1x110 kV Mejillones – Guardiamarina, en donde la congestión se presenta en el tramo 1x110 kV Mejillones – Tap Off Desalant y la línea de transmisión 1x220 kV O'Higgins – Nueva La Negra C1.

1.2 DIAGNÓSTICO ZONA DIEGO DE ALMAGRO - QUILLOTA

1.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 116.058 km^2. De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es cercana a los 1.134.271 habitantes, lo que corresponde al 6,5% de la población total del país.

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

- Región de Atacama.
- Región de Coquimbo.
- Región de Valparaíso.

La Figura 1-9 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Diego de Almagro - Quillota.

Las principales obras de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la Figura 1-10. De estas instalaciones, las principales características son presentadas en la Tabla 1.8. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que actualmente se encuentran en operación y aquellas que se encuentran en construcción. Se puede indicar que la zona posee líneas de transmisión energizadas en 220 kV y 500 kV, las que aproximadamente suman una extensión de 3.000 km.

El sistema de transmisión zonal estudiado en esta área se compone por un total de 54 líneas de transmisión, cuya extensión alcanza cerca de 1.331 km con niveles de tensión de 110 kV y 66 kV, en donde predominan las líneas de 110 kV, las que abarcan 1.055 km de longitud, aproximadamente. El sistema de transmisión zonal en esta área es enmallado, operando principalmente de forma radial. Por otro lado, estas redes se alimentan a través de subestaciones de 220 kV y 110 kV.

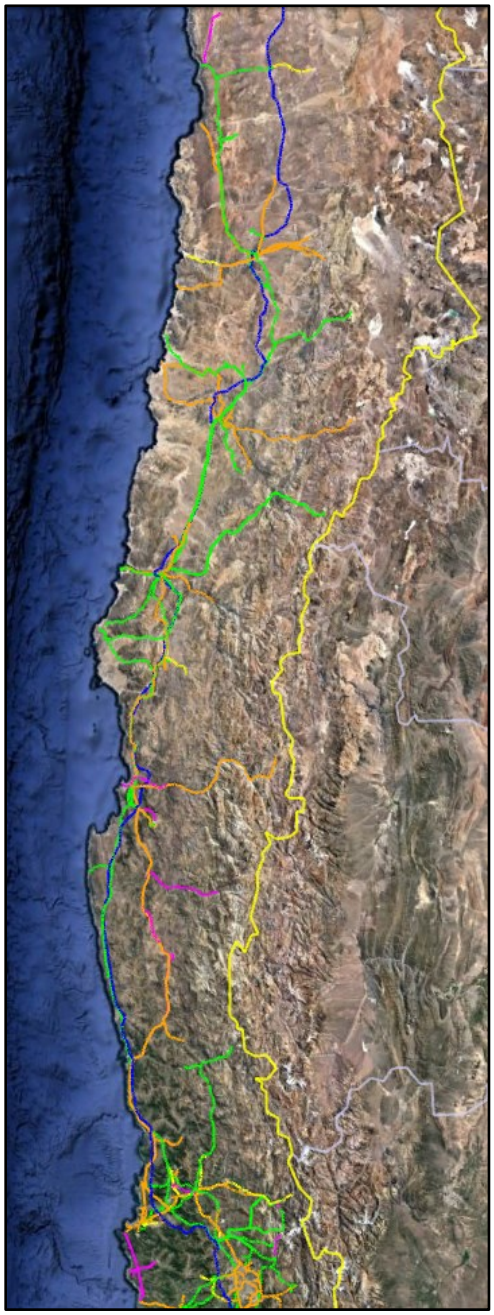

Figura 1-9. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Diego de Almagro - Quillota.

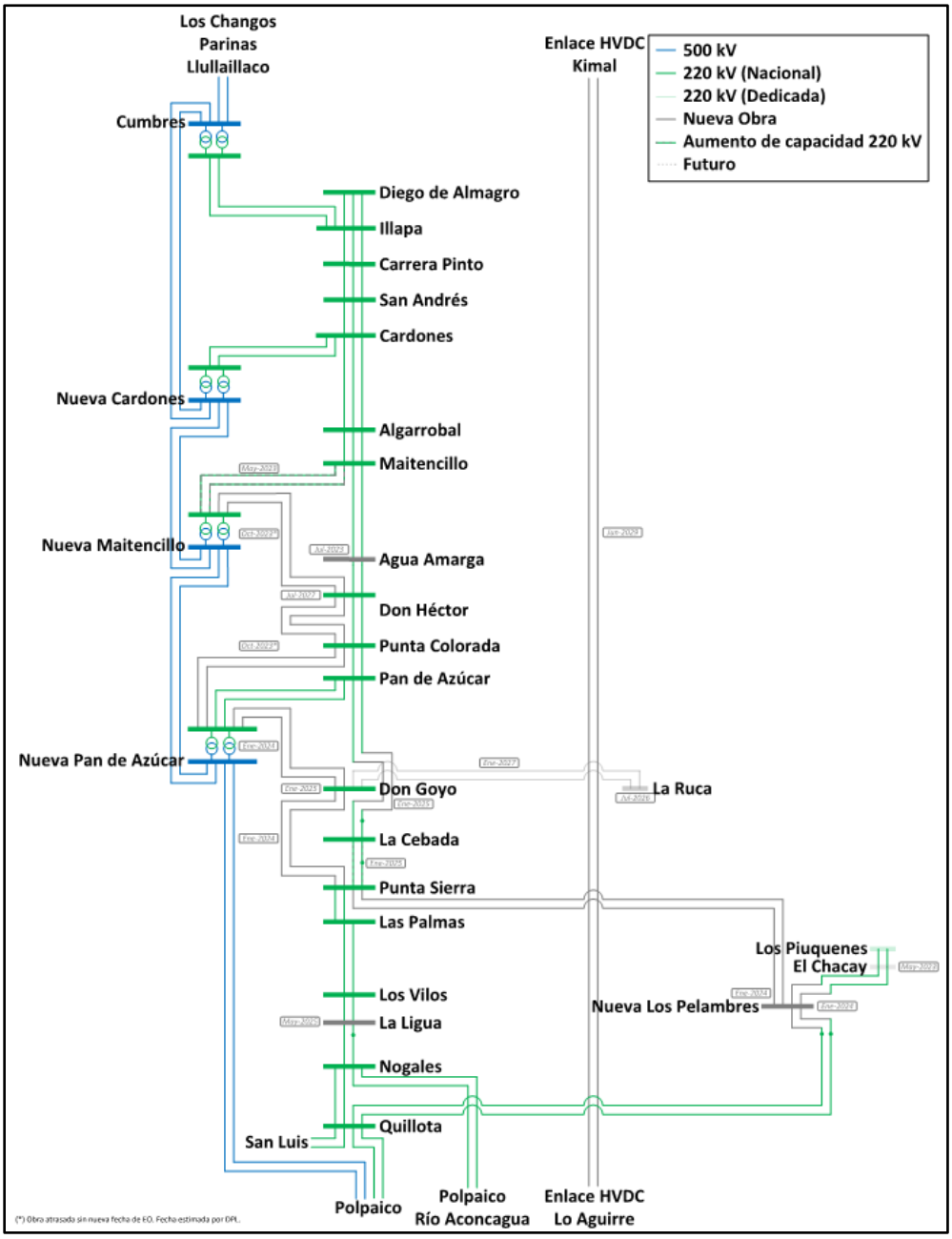

Figura 1-10. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, zona Diego de Almagro – Quillota.

Tabla 1.8. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Diego de Almagro – Quillota.

Instalación	Tensión [kV]	Cant. Circ/equip	Capacidad [MAV] @30°C	Fecha PES
L. Agua Amarga - Don Héctor	220	2	197	Existente
L. Cardones - Algarrobal L1	220	1	267	Existente
L. Cardones - Algarrobal L2	220	2	293	Existente
L. Cardones - Nueva Cardones	220	2	750	Existente
L. Carrera Pinto - Illapa L1	220	1	431	Existente
L. Carrera Pinto - Illapa L2	220	2	343	Existente
L. Carrera Pinto - San Andrés L1	220	1	431	Existente
L. Carrera Pinto - San Andrés L2	220	2	343	Existente
L. Cumbres - Nueva Cardones	500	2	2613	Existente
L. Don Goyo - La Cebada	220	2	224	Existente
L. Don Héctor - Punta Colorada	220	2	197	Existente
L. Illapa - Cumbres	220	2	701	Existente
L. Illapa - Diego de Almagro L1	220	1	431	Existente
L. Illapa - Diego de Almagro L2	220	2	343	Existente
L. Los Vilos - Las Palmas	220	2	224	Existente
L. Los Vilos - Nogales	220	1	224	Existente
L. Los Vilos - Tap Doña Carmen	220	1	224	Existente
L. Maitencillo - Agua Amarga	220	2	197	Existente
L. Maitencillo - Algarrobal L1	220	1	267	Existente
L. Maitencillo - Algarrobal L2	220	2	293	Existente
L. Maitencillo - Nueva Maitencillo	220	2	948	Existente
L. Nogales - Quillota	220	2	224	Existente
L. Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	500	2	2356	Existente
L. Nueva Maitencillo - Pan de Azúcar	500	2	2317	Existente
L. Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	500	2	2356	Existente
L. Pan de Azúcar - Nueva Pan de Azúcar	220	2	948	Existente
L. Pan de Azúcar - Punta Colorada	220	2	197	Existente
L. Pan de Azúcar- Don Goyo	220	2	224	Existente
L. Punta Sierra - La Cebada	220	2	224	Existente
L. Punta Sierra - Las Palmas	220	2	224	Existente
L. Quillota - Nueva Los Pelambres	220	2	175	ene-24

Instalación	Tensión [kV]	Cant. Circ/equip	Capacidad [MAV] @30°C	Fecha PES
L. San Andrés - Cardones L1	220	1	431	Existente
L. San Andrés - Cardones L2	220	2	343	Existente
Nueva línea 2x220 kV Punta Colorada - Nueva Maitencillo	220	2	500	oct-23
Nueva línea 2x220 kV Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar	220	2	500	oct-23
Nueva línea 2x220 kV Punta Sierra - Nueva Los Pelambres	220	2	580	ene-24
Nueva línea 2x220 kV Punta Sierra - Nueva Pan de Azúcar	220	2	580	ene-24
Autotransformadores Nueva Cardones	525/230/34,5	2	3x250/250/82,6	Existente
Autotransformadores Nueva Maitencillo	525/230/34,5	2	3x250/250/82,6	Existente
Autotransformadores Nueva Pan de Azúcar	525/230/34,5	2	3x250/250/82,6	Existente

La Figura 1-11 presenta la clasificación de las líneas de Transmisión en la zona de estudio divididas por tensión, en donde se aprecia la alta proporción de líneas de 500 kV, 220 kV y 110 kV.

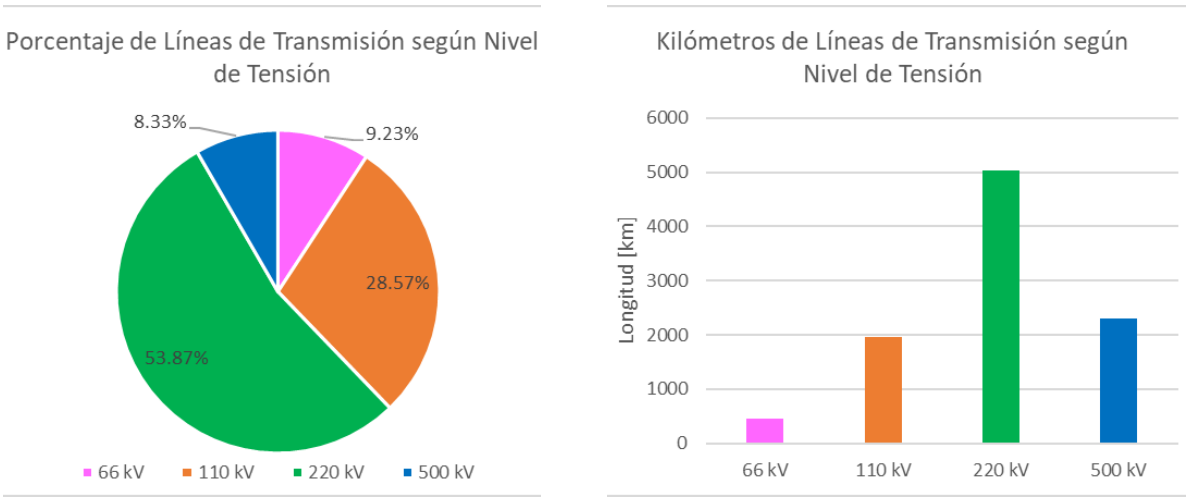

Figura 1-11. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, zona Diego de Almagro – Quillota.

En la Figura 1-12, se presenta la cantidad de transformadores existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

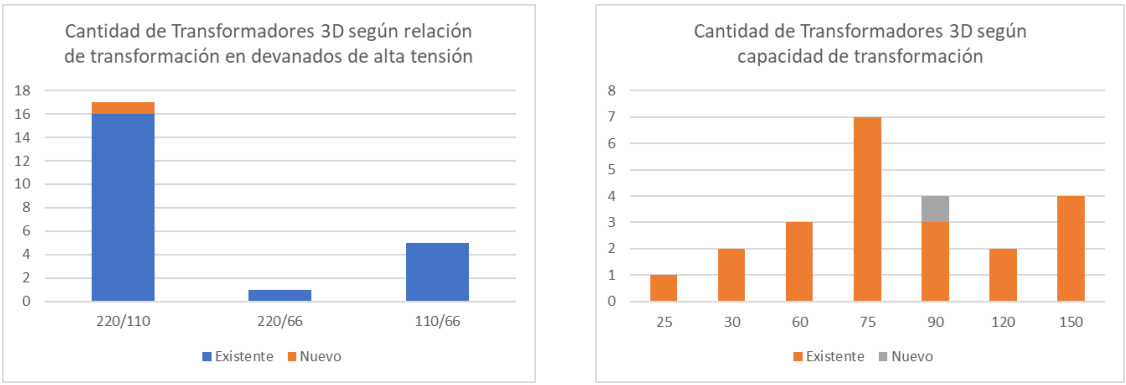

Figura 1-12. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según capacidad de transformación, zona Diego de Almagro – Quillota.

Respecto a la demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal, en la Figura 1-13 se presenta los escenarios de demanda máximas coincidentes para la zona en análisis, lo cual permite contar con un índice global de la demanda que se abastece por escenario.

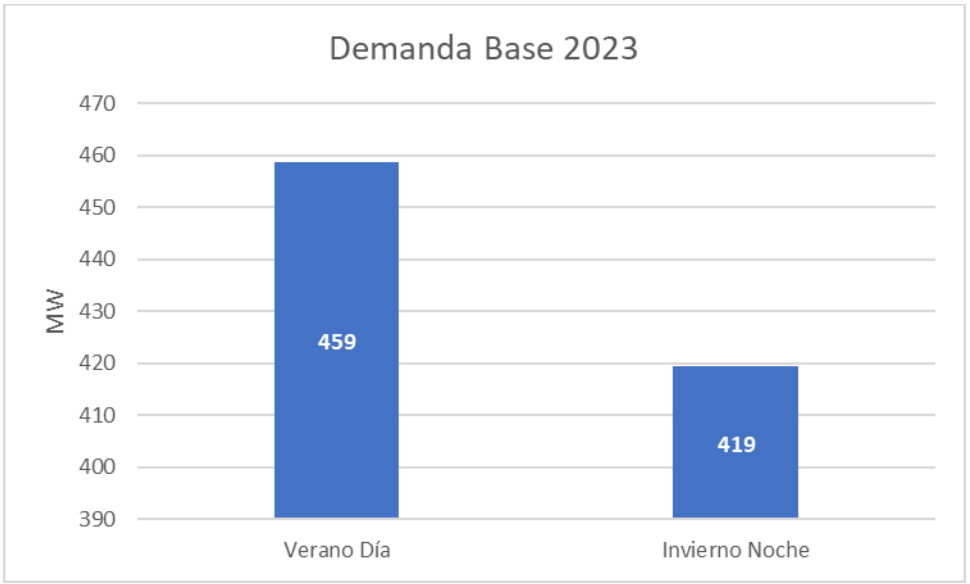

Figura 1-13. Escenarios con demandas máximas coincidentes de la zona Diego de Almagro – Quillota 2021.

1.2.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Diego de Almagro - Quillota, se detectan 6 zonas que presentan comportamientos de temperatura distintos. La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Tabla 1.9.

Tabla 1.9. Cuadro de temperaturas, zona Diego de Almagro - Quillota.

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

A continuación, mediante la Tabla 1.10 a la Tabla 1.17, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Diego de Almagro – Quillota, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 1.10. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Copayapú	Enero 2023

Tabla 1.11 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Plantas	Abandonado

Tabla 1.12 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva Línea 1x110 KV Cerrillos – Atacama Kozán	Abril 2025
Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 KV	Enero 2023

Tabla 1.13 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Ovalle	Junio 2024
Adecuaciones en S/E Choapa	Desierta
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Choapa – Illapel	Desierta

Tabla 1.14 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Damascal	Noviembre 2023

Tabla 1.15 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 07/09/2020), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Vallenar	Abril 2024
Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota – Marbella	Desierta

Tabla 1.16 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar	Abril 2025
Nueva S/E La Ligua	Abril 2025

Tabla 1.17. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 31/08/2021), zona Diego de Almagro – Quillota

Obras Zonales de Expansión	**Escenario**
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	Diciembre 2025

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan 5 subzonas a las cuales se obtienen las demandas máximas coincidentes para los cuatro casos analizados, las fechas son detalladas en la Tabla 1.18.

Tabla 1.18. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Diego de Almagro – Quillota.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Diego de Almagro	2022-03-08 17:00:00	2022-03-11 21:00:00	2022-07-14 18:00:00	2022-07-14 21:00:00
Coquimbo	2022-03-23 11:00:00	2022-03-08 21:00:00	2022-05-06 11:00:00	2022-06-13 19:00:00

Pan de Azúcar	2022-10-30 13:00:00	2022-11-27 22:00:00	2022-06-27 18:00:00	2022-06-27 19:00:00
Maitencillo	2022-01-26 15:00:00	2022-01-17 21:00:00	2022-04-04 14:00:00	2022-06-23 19:00:00
Quillota	2022-12-31 14:00:00	2022-02-11 21:00:00	2022-07-15 18:00:00	2022-09-16 20:00:00

1.2.3 DIAGNÓSTICO DE TRANFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2023 presenta 4 transformadores sobrecargados y 7 transformadores con un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%. Los otros transformadores AT/MT se encuentran bajo el 85% de su capacidad. La Figura 1-14 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 hasta el año 2031 (año 2022 al interior), donde los estados corresponden a:

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

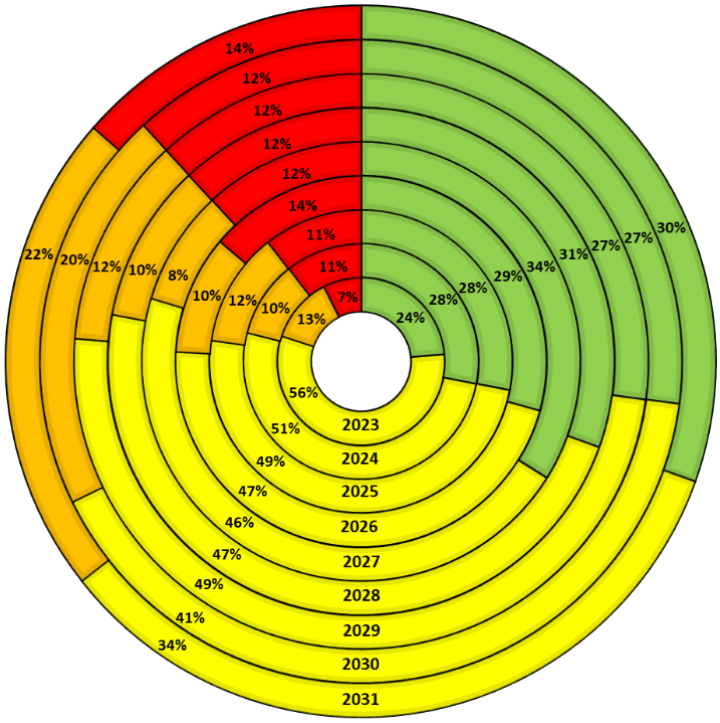

Figura 1-14. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Diego de Almagro – Quillota.

El análisis de la Figura 1-14 permite observar que:

- Al año 2023 se aprecia que el 20% de los transformadores bajo condiciones de demanda máxima, presenta episodios de carga sobre el 85% de su capacidad, mientras que el 80% de estos no supera dicha capacidad.
- Además, se puede observar que al final del periodo analizado, un 22% de los transformadores presenta una cargabilidad entre el 85% - 100% de su capacidad y un 14% presenta sobrecarga por sobre el 100% de su capacidad.
- Los transformadores que presentan una condición crítica al final del periodo analizado corresponden a los transformadores El Salado 110/24 kV 15 MVA, Guayacán 66/23-13,2 KV 12,5 MVA 2, Monte Patria 66/23 kV 10 MVA, Ovalle 66/24 kV 30 MVA 1, Pan de Azúcar 110/13,4 kV 30 MVA 11, Pan de Azúcar 115/15,3 kV 30 MVA 8, Cabildo 110/24-14,4 kV 13 MVA 2 y Quinquimo 110/23 kV 20 MVA 1.

1.2.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 23 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los dos escenarios de análisis (verano día e invierno noche). En la Figura 1-15 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 (círculos interiores) hasta el 2031 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

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

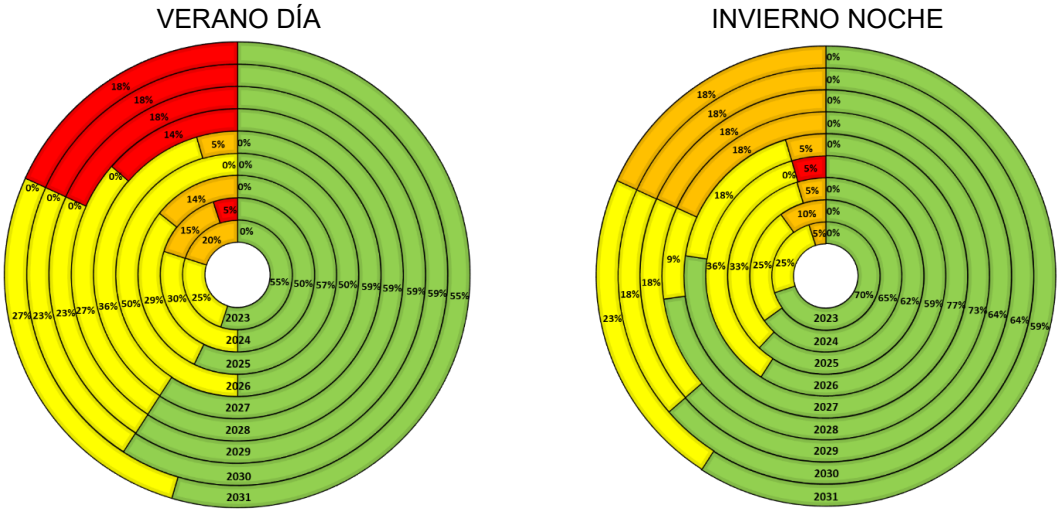

Figura 1-15. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Diego de Almagro – Quillota.

De los resultados obtenidos, se puede observar que al final del periodo analizado un 18% de los transformadores presentan una condición de cargabilidad por sobre el 85% de su capacidad. Los transformadores que presentan dicha condición corresponden a los equipos ATR Cardones 220/115/13,8 kV 75 MVA N1, ATR Cardones 220/115/13,8 kV 75 MVA N2, ATR Cardones 220/115/13,8 kV 75 MVA N3 y ATR Pan de Azúcar 110/69/23 kV 60 MVA N10.

Por otra parte, es importante señalar que la no ejecución de la Obra de Ampliación en S/E Plantas del DE – 293 de 2018 puede producir condiciones más críticas de cargabilidad en los Transformadores.

1.2.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 55 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas líneas de la zona, siendo estas evaluadas en dos escenarios de operación (verano día e invierno noche). La Figura 1-16 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

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

Se observa que para el escenario verano día, el sistema está más exigido debido a la influencia de la temperatura en la capacidad de transmisión de estas instalaciones. Por otra parte, el escenario invierno noche no muestra congestiones ya que, ante la ausencia del sol, la capacidad de transmisión es superior.

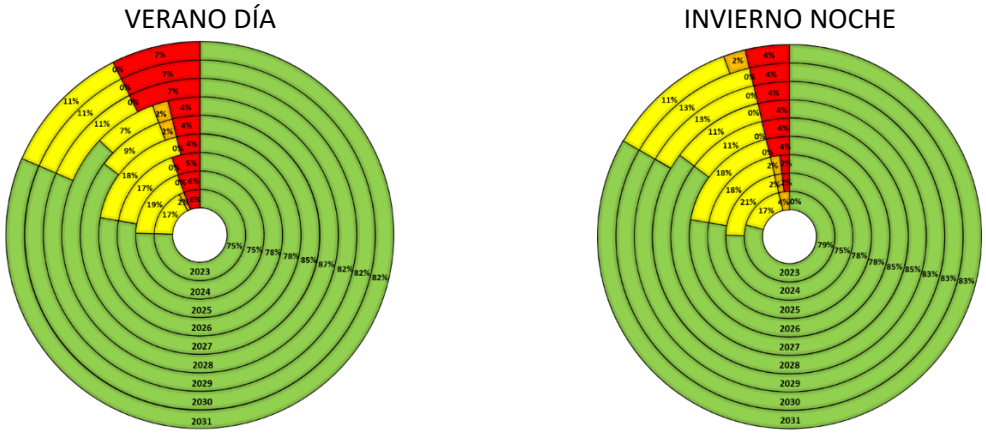

Figura 1-16. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, zona Diego de Almagro – Quillota.

De los resultados obtenidos, se puede observar que existen problemas de cargabilidad en un 9% del universo de líneas de transmisión zonales analizadas, en particular se observa que 5 líneas de transmisión presentan una cargabilidad por sobre el 85% de su capacidad al final del periodo analizado. Específicamente, las líneas de transmisión que presentan congestiones corresponden a las líneas de transmisión 1x110 kV Tierra Amarilla – Plantas, 2x110 kV Cardones - Copayapu C1, 1x110 kV Copayapu - Copiapó C1 y 1x110 kV Copiapó - Hernán Fuentes C1, 1x66 kV Pan de Azúcar - Marquesa C1 y 1x110 kV Pan de Azúcar - San Joaquín C1.

Por otra parte, es importante señalar que la no ejecución de la Obra de Ampliación en S/E Plantas del DE – 293 de 2018 puede producir condiciones más críticas de cargabilidad en las líneas de transmisión de la zona.

1.3 DIAGNÓSTICO ZONA QUINTA

1.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 16.396 km2. De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es cercana a los 1.815.902 habitantes, lo que corresponde al 10% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro del país y cubre una extensión de unos 150 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en la región de Valparaíso.

La Figura **1-17** muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona Quinta. Las principales obras de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la Figura **1-18**, compuesta de 510 km de líneas en nivel de tensión de 220 kV. De estas instalaciones, las características más relevantes son presentadas en la Tabla 1.19. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones que actualmente se encuentran en operación, como de aquellas que se encuentran en construcción o ya han sido definidas mediante Decretos del Ministerio de Energía.

En lo que respecta al sistema zonal inmerso en el área de análisis, éste está compuesto por un total de 164 tramos de líneas de transmisión, cuya extensión alcanza cerca de 1.250 km con niveles de tensión 110 kV, 66 kV y 44 kV, donde las líneas de 110 kV representan el 90% de los kilómetros de líneas de transmisión zonal.

La zona quinta cuenta con una subzona cordillerana, la cual se abastece desde S/E Los Maquis, este punto abastece a los clientes regulados y libres principalmente de San Felipe, Los Andes, Catemu y Panquehue. Adicionalmente, se identifica también la subzona de San Antonio, la cual es alimentada a través de la S/E Alto Melipilla, la cual abastece a los consumos regulados y libres de la zona de San Antonio y el litoral central.

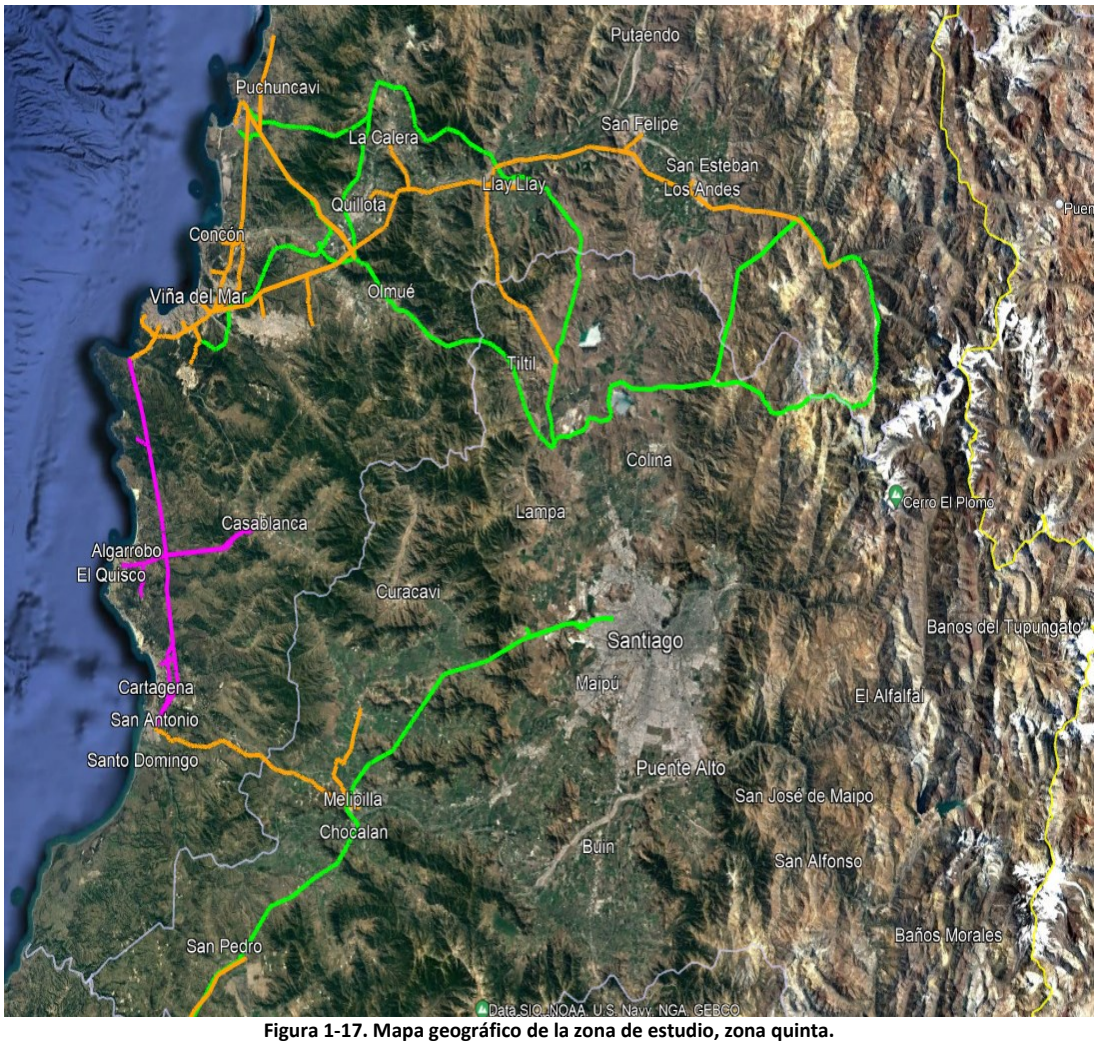

Figura 1-17. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona quinta.

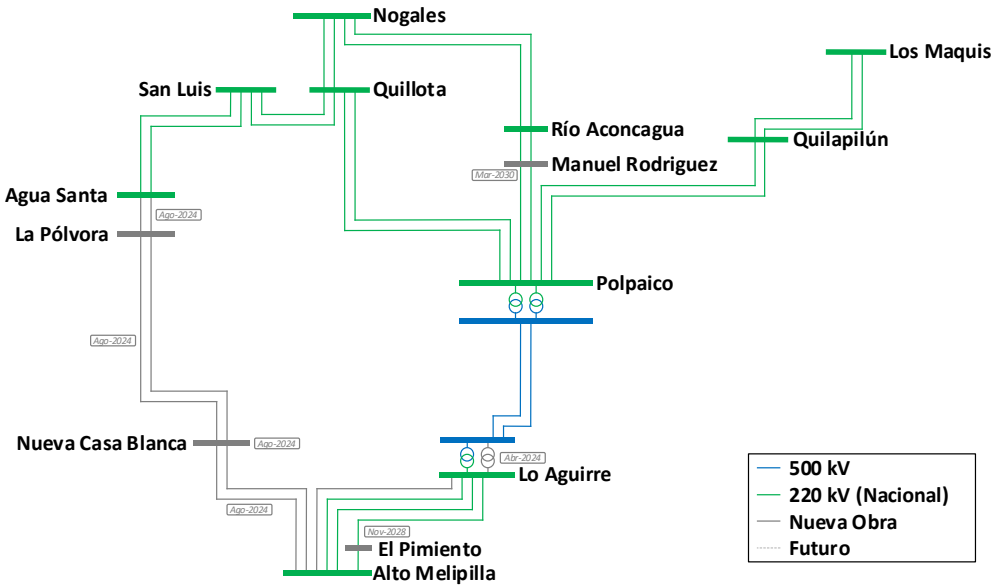

Figura 1-18. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, zona quinta.

Tabla 1.19. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Quinta.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Nogales – Quillota	220	2	224	Existente
L. Nogales – Polpaico	220	2	1.500	Existente
L. Quillota – Polpaico	220	2	1.099	Existente
L. San Luis – Quillota	220	2	1.968	Existente
L. Rapel – Alto Melipilla	220	3	750	Existente
L Alto Melipilla – Lo Aguirre	220	3	710	Existente
L. Ventana - Nogales	220	2	682	Existente
Transformador 1 S/E Agua Santa	220/110	1	750	Existente
Transformador 1 S/E Alto Melipilla	220/110	1	750	Existente
Transformador 1 S/E ventanas	220/110	1	750	Existente
L. Agua Santa – La Pólvora*	220	2	350	2024
L. La Pólvora – Casablanca*	220	2	350	2024
L. Casablanca – Alto Melipilla*	220	2	350	2024
Transformador 2 S/E Alto Melipilla*	220		150	2024
Transformador 1 S/E La Pólvora*	220		150	2024

(*) Se debe actualizar la fecha de puesta en servicio de acuerdo con el avance real efectivo de estas obras.

En la Figura **1-19** se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio considerando las líneas existentes y las decretadas.

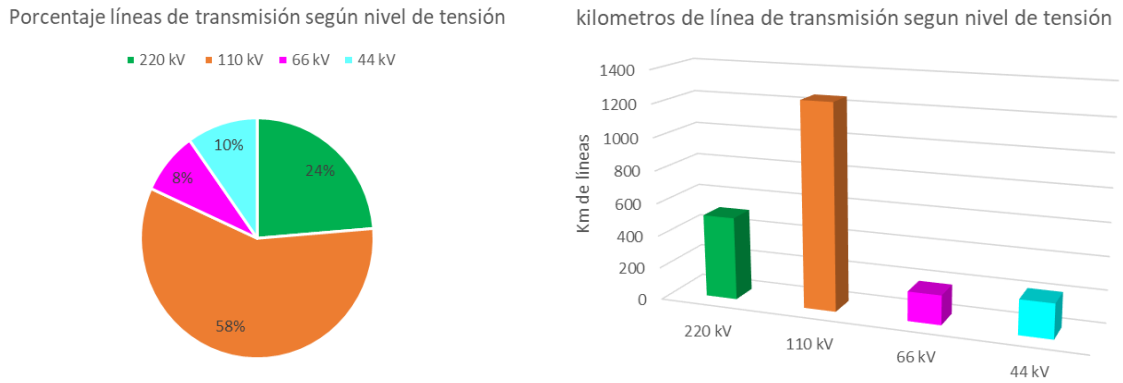

Figura 1-19. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, zona quinta.

De la Figura **1-19** que en la zona en estudio existe un predominio de líneas en nivel de tensión 110 kV.

La zona quinta actualmente posee 17 transformadores de tres devanados. En el periodo analizado 2023 - 2031, se incorporan al sistema de transmisión 3 de estos transformadores. En general, los niveles de tensión en el lado de alta tensión son de 220/110 kV, 110/66 kV y 220/66 kV. Los nuevos transformadores 220/110 kV son instalados en las SS/EE Agua Santa, Alto Melipilla y Nueva Río Aconcagua.

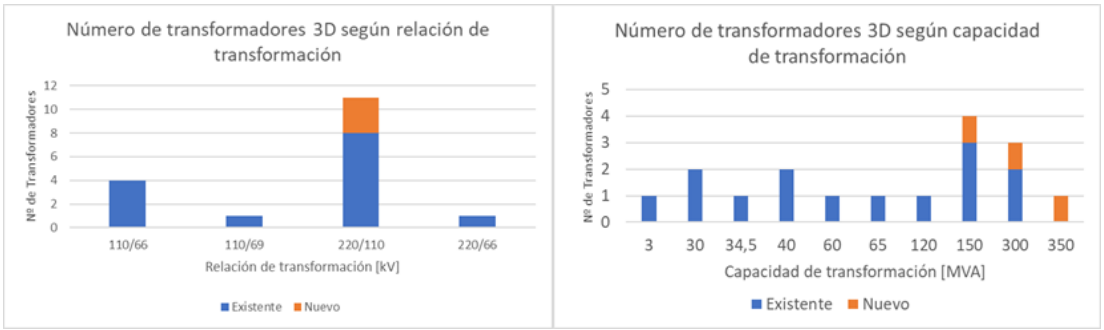

Figura 1-20. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, Zona Quinta.

La Figura **1-20** muestra los transformadores clasificados por capacidad de transformación. Se observa además que la gran mayoría de los nuevos transformadores poseen una razón de transformación 220/110 kV, lo que refleja la necesidad de expansión del sistema en fortalecer los puntos de suministro para esta zona.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 78 transformadores de distintos niveles de transformación y capacidades, lo que se puede observar en la Figura **1-21**.

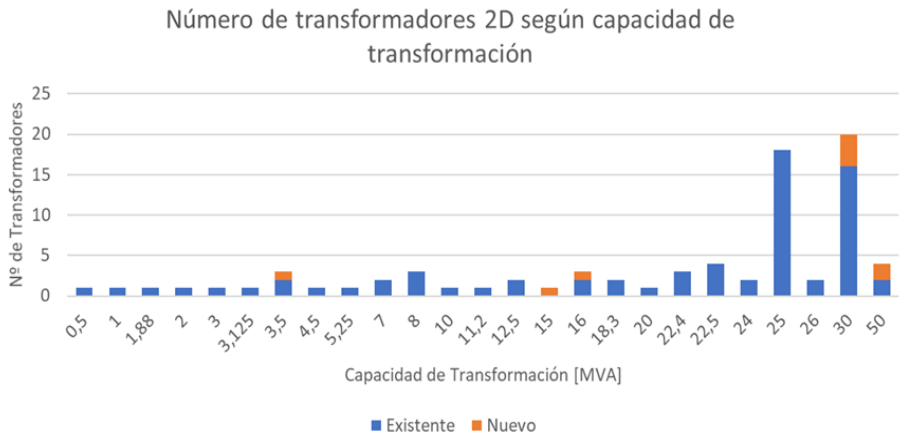

Figura 1-21. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, Zona Quinta.

Si bien los valores típicos de capacidad de transformación en esta zona se encuentran entre los 25 y 30 MVA, se puede observar que la incorporación de nueva capacidad de transformación viene dada por módulos entre 30 MVA y 50 MVA.

Respecto a la demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal, en la Figura **1-22** se presentan las demandas máximas coincidentes para la zona quinta.

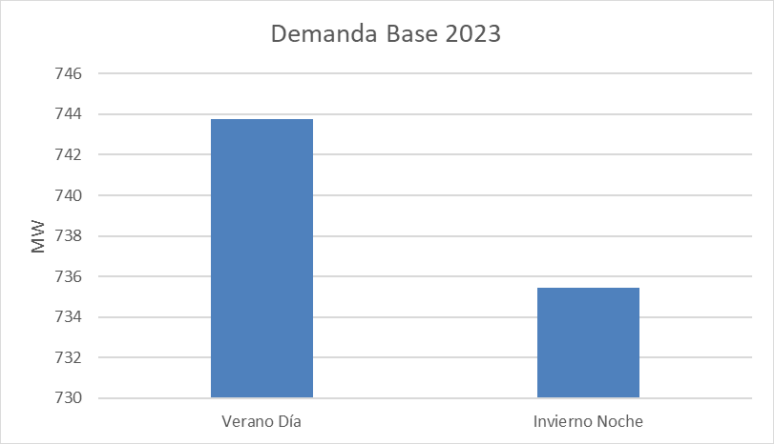

Figura 1-22. Escenarios con demandas máximas coincidentes para la zona quinta 2023.

1.3.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Tabla 1.20.

Tabla 1.20. Cuadro de temperaturas zona quinta.

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

A continuación, mediante la Tabla 1.20 a la Tabla 1.26, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Quinta, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 1.21. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418/2017), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	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

Obras Zonales de Expansión	Escenario
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	Caso Base
Ampliación S/E Agua Santa	Caso Base
Ampliación S/E Catemu	Caso Base
Ampliación S/E Bosquemar	Caso Base
Ampliación S/E Placilla	Caso Base
Ampliación S/E Río Blanco	Caso Base
Ampliación S/E San Antonio	Verano 2020
Ampliación S/E San Felipe	Verano 2020
Subestación Nueva Casablanca 220/110 kV	Invierno 2020
Ampliación en S/E Alto Melipilla.	Invierno 2021
Nueva Línea 2x220 KV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa	Invierno 2024
S/E Nueva Panquehue 110/13,8 kV	Invierno 2021
S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV	Verano 2021
Construcción bypass 2x110 kV San Rafael	Verano 2022
Nueva S/E La Pólvora 220/110 kV	Verano 2021

Tabla 1.22 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE Nº293/2018), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
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
Nueva S/E Móvil Región de Valparaíso	Invierno 2020

Tabla 1.23 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4/2019).

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV	Verano 2024

Tabla 1.24 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198/2019), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca	Verano 2023
Ampliación en S/E Totoral	Verano 2023
Ampliación en S/E Rungue	Verano 2023
Ampliación en S/E Casablanca	Verano 2023

Tabla 1.25 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171/2020), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Quilpué	Verano 2025
Ampliación en S/E Nueva San Rafael 110 kV	Verano 2025
Ampliación en S/E Nueva San Rafael	Verano 2025
Ampliación en S/E Las Balandras	Invierno 2024
Habilitación segundo circuito Línea 2x110 kV San Pedro – Quillota	Verano 2025
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Las Vegas – Esperanza	Verano 2025
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Esperanza – Río Aconcagua	Verano 2025

Tabla 1.26 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185/2020), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo – Los Poetas	Invierno 2025

Tabla 1.27 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 4/11/2022), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Peñablanca (NTRATMT)	Invierno 2026
Ampliación en S/E Leyda (NTR ATMT)	Invierno 2026

Tabla 1.28 Obras Nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 4/11/2020), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Pachacama	Invierno 2028

En la Tabla 1.29 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución obligatoria de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 1.29 Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Quinta.

Proyecto	Escenario	Resolución
Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV – Etapa 1	Invierno 2021	RE 655/2019
Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV – Etapa 2	Invierno 2022	RE 655/2019
Nuevo Transformador en S/E Seccionadora Ventanas – Torquemada 2x110 kV	Verano 2023	RE 206/2023

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan 1 zona a la cual se obtiene la demanda máxima coincidente para los cuatro casos analizados, las fechas son detalladas en la Tabla 1.30.

Tabla 1.30. Fechas de demanda máxima coincidente, zona quinta.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Zona Quinta	01-03-2021 16:00:00	23-02-2021 21:00:00	18-08-2021 18:00:00	18-08-2021 21:00:00

A continuación, se realiza el diagnóstico de instalaciones considerando los escenarios de Verano Día e Invierno Noche.

1.3.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2023 presenta 1 transformador sobrecargado, el resto de los transformadores AT/MT se encuentran bajo el 85% de su capacidad. La Figura 1-14 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 hasta el año 2031, donde los estados corresponden a:

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

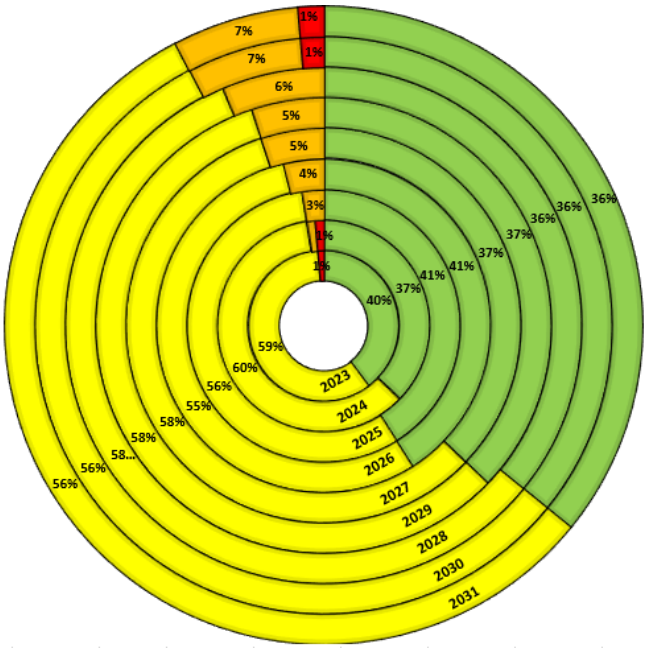

Figura 1-23. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona quinta.

El análisis de la Figura 1-23 permite observar que:

- Al año 2031 se aprecian 5 unidades de transformadores que se encuentran en el rango de 85% y 100%. De este conjunto de instalaciones, se considera como críticas a la unidad T1 de S/E Reñaca y T1 de S/E Bajo Melipilla, sin embargo, se contaría con la posibilidad de realizar traspaso o reconfiguración en el abastecimiento de la demanda en estas subestaciones.
- Otra zona critica se considera a la abastecida por la S/E Quilpué y S/E Peñablanca, los cuales alcanzarían valores cercanos al 100% de cargabilidad al año 2031.
- De la misma figura, se observa que al año 2031 existen solo 2 transformadores sobrecargados, que contarían con la posibilidad de reconfigurar el abastecimiento de la demanda en otras subestaciones aledañas.

A continuación, la Tabla 1.31 presenta el listado de transformadores con cargabilidades entre el 85% y 100 % durante el periodo 2023 – 2031. Adicionalmente, en la tabla se resume aquellos transformadores con altas cargabilidades que sí presentan posibles soluciones.

Tabla 1.31. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% durante el periodo 2023 – 2031. Zona Quinta

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
BAJO MELIPILLA 115/13.8KV 25MVA 1 (90% al 2031)
QUILPUE 110/12KV 25MVA 1 (100% al 2031)
QUILPUE 110/12KV 25MVA 2 (98% al 2031)
REÑACA 110/12KV 30MVA 2 (95% al 2031)
SAN RAFAEL 110/12KV 25MVA 1 (91% al 2031)
VALPARAISO 115/13.2KV 25MVA (104% al 2031)

Tabla 1.32. Transformadores con cargabilidades entre el 85% y 100% durante el periodo 2023 – 2031 que cuentan con solución, zona quinta.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
QUILPUE 110/12KV 25MVA 1	Redistribuir demanda con SSEE aledañas
QUILPUE 110/12KV 25MVA 2	Redistribuir demanda con SSEE aledañas
REÑACA 110/12KV 30MVA 2	Redistribuir demanda con SSEE aledañas
SAN RAFAEL 110/12KV 25MVA 1	Redistribuir demanda con SSEE aledañas
VALPARAISO 115/13.2KV 25MVA	Redistribuir demanda con SSEE aledañas

1.3.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 16 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los dos escenarios de análisis (verano día e invierno noche). En la Figura 1-24 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 (círculos interiores) hasta el 2031 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

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

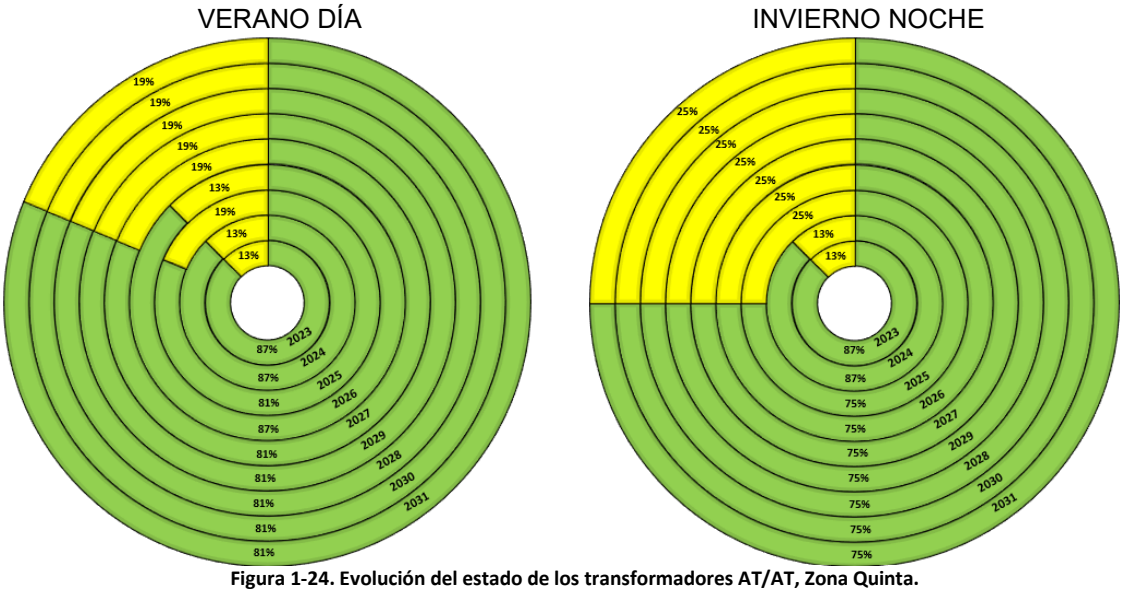

Figura 1-24. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Quinta.

De la Figura 1-24 podemos observar que no se evidencian transformadores con problemas de capacidad de transformación en el futuro. Lo anterior en vista de que para esta zona se están desarrollando las obras necesarias para evitar congestiones en el mediano plazo

1.3.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 191 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas líneas de la zona, siendo estas evaluadas en los dos escenarios de análisis (verano día e invierno noche). La Figura 1-54 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

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

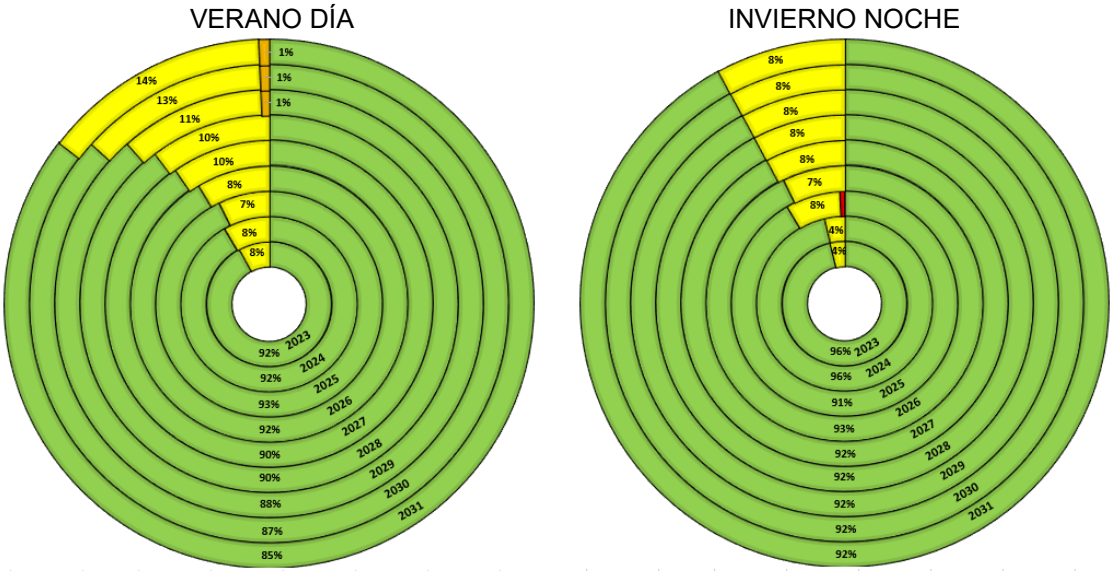

Figura 1-25. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Quinta

De la Figura 1-25 podemos observar que no se evidencian líneas con problemas de capacidad. Lo anterior en vista de que para esta zona se están desarrollando las obras necesarias para evitar congestiones en el mediano plazo

1.3.6 SENSIBILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza un análisis de sensibilidad adicional, considerando la salida de un set de líneas de transmisión del sistema 110 kV de la región de Valparaíso, incluyendo la transferencia de carga al circuito sin falla. Las contingencias realizadas, así como los resultados de los elementos más críticos para los años 2023 y 2031 se muestran en la Tabla 1.33 y Tabla 1.34:

Tabla 1.33. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región de Valparaíso Escenario Verano Día 2023

Contingencias realizadas	Elemento	Porcentaje
Contingencia 1Cto Agua Santa - La Pólvora	Agua Santa - Tap Placeres 110 kV T2 C1	133%
	Agua Santa - Tap Placeres 110 kV T1 C1	127%
	E22 - La Pólvora 110kV C1	102%
	Tap Playa Ancha - Laguna Verde C2	91%

Contingencias realizadas	Elemento	Porcentaje
Contingencia 1Cto Agua Santa - Miraflores	Tap Playa Ancha - Laguna Verde C2	93%
	Agua Santa - Tap Placeres 110 kV T2 C1	78%
	Agua Santa - Tap Placeres 110 kV T1 C1	75%
Contingencia 1Cto Miraflores - Torquemada	Tap Playa Ancha - Laguna Verde C2	93%
	Agua Santa - Tap Placeres 110 kV T2 C1	78%
Contingencia 1Cto Ventanas - San Pedro	Miraflores - Tap Achupallas 110 kV C1	144%
	Tap Quilpue - Tap Achupallas 110 kV C1	52%
	Miraflores - Tap Quilpué 110 kV C2	52%
Contingencia 1Cto San Pedro - Las Vegas	Tap Pachacama - La Palma 110 kV C2	87%
	Tap Pachacama - Cerro Calera 110 kV C2	69%
	Pachacama - Las Vegas 110 kV C2	57%

Tabla 1.34. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región de Valparaíso Escenario Verano Día 2031

Contingencias realizadas	Elemento	Porcentaje
Contingencia 1Cto Agua Santa - La Pólvora	Chagres - Catemu 44 kV	59%
	San Luis - Agua Santa 220 kV L1	51%
	San Luis - Agua Santa 220 kV L2	51%
	Montemar - Reñaca 110 kV	50%
Contingencia 1Cto Agua Santa - Miraflores	Agua Santa - Tap Placeres 110 kV T2 C1	70%
	Montemar - Reñaca 110 kV	52%
	Miraflores - Marga Marga 110 kV C2	50%
Contingencia 1Cto Miraflores - Torquemada	Concon- Montemar 110 kV	53%
	Montemar - Reñaca 110 kV	51%
Contingencia 1Cto Ventanas - San Pedro	Concon- Montemar 110 kV	52%
	Montemar - Reñaca 110 kV	52%
	Torquemada - Concon 110 kV C1	30%

Contingencias realizadas	Elemento	Porcentaje
Contingencia 1Cto San Pedro - Las Vegas	Tap Pachacama - Cerro Calera 110 kV C1	58%
	Tap Pachacama - La Palma 110 kV C2	58%
	Montemar - Reñaca 110 kV	54%

De la Tabla 1.33 se observan líneas que superan su capacidad nominal, lo anterior en las "Contingencia 1 Cto Agua Santa – Miraflores" y "Contingencia 1 Cto Ventanas - San Pedro". Sin embargo, para el año 2031 esta situación se corrige debido a la puesta en servicio del set de obras que presenta la Región de Valparaíso asociada a los planes de expansión ya decretados por la CNE.

1.4 DIAGNÓSTICO ZONA REGIÓN METROPOLITANA

1.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

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

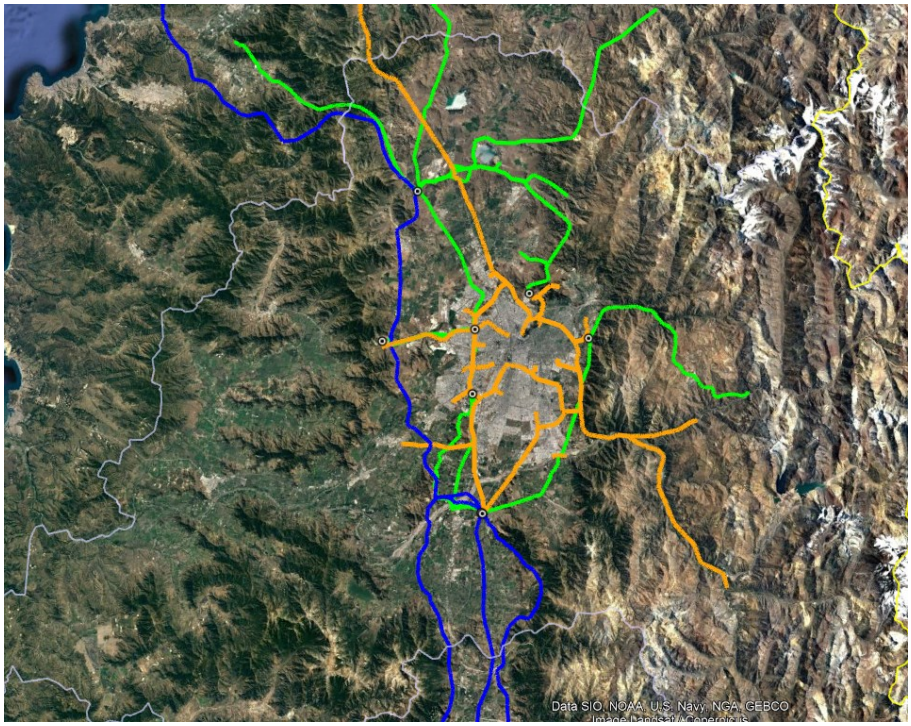

Figura 1-26. Mapa geográfico de la zona de estudio, Zona Metropolitana.

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 de doble circuito, a través de arranques que se conectan mayoritariamente en configuración Tap con el sistema enmallado de 110 kV. Existen tramos radiales desde S/E Cerro Navia hasta S/E Lo Aguirre y desde S/E Maipo hasta S/E Pirque. El sistema Zonal se interconecta con el Sistema Nacional, a través de 7 subestaciones de enlace en nivel de tensión 220/110 kV, las cuales son: S/E Alto Jahuel, S/E Chena, S/E Cerro Navia, S/E El Salto,

S/E Los Almendros y por las nuevas SS/EE Baja Cordillera (Año 2025 aproximadamente) y Lo Campino (Año 2029 aproximadamente).

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

- Central termoeléctrica Renca y Nueva Renca (inyección en S/E Renca 110 kV).
- Centrales hidroeléctricas Guayacán, Los Maitenes, Queltehues y Puntilla (inyección en S/E Florida 110 kV).
- Centrales hidroeléctricas Alfalfal I y II (inyección en S/E Alfalfal).

A continuación, en la Figura 1-27 se indican las características principales descritas del Sistema de Transmisión Zonal.

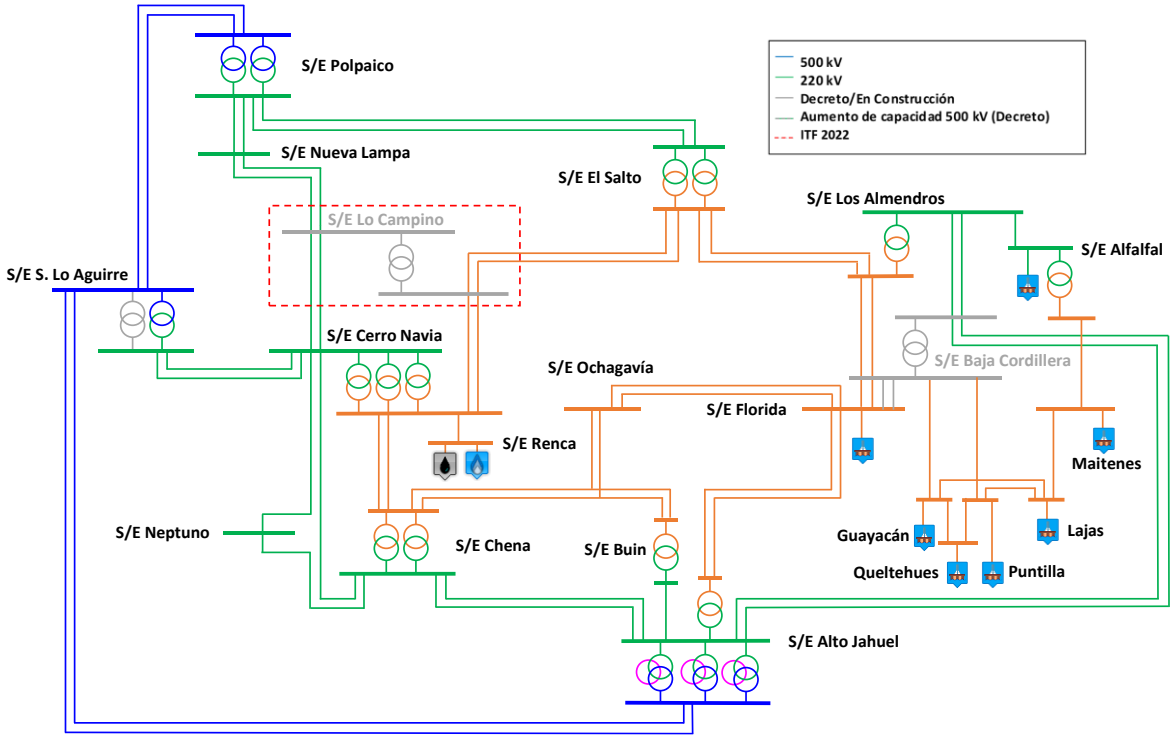

Figura 1-27. Unilineal simplificado Zona Metropolitana

Este sistema de transmisión zonal está compuesto por un total de 228 tramos de líneas, cuya extensión alcanza cerca 721 km de 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, formando el anillo de 110 kV de la región Metropolitana con conexión en Tap a cada S/E que alimenta a la demanda, cubriendo una mayor distancia. 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
- S/E Alto Jahuel 220/110 kV
- S/E Los Almendros 220/110 kV
- S/E Baja Cordillera (Nueva)
- S/E Lo Campino (Nueva ITP e ITF 2022)

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

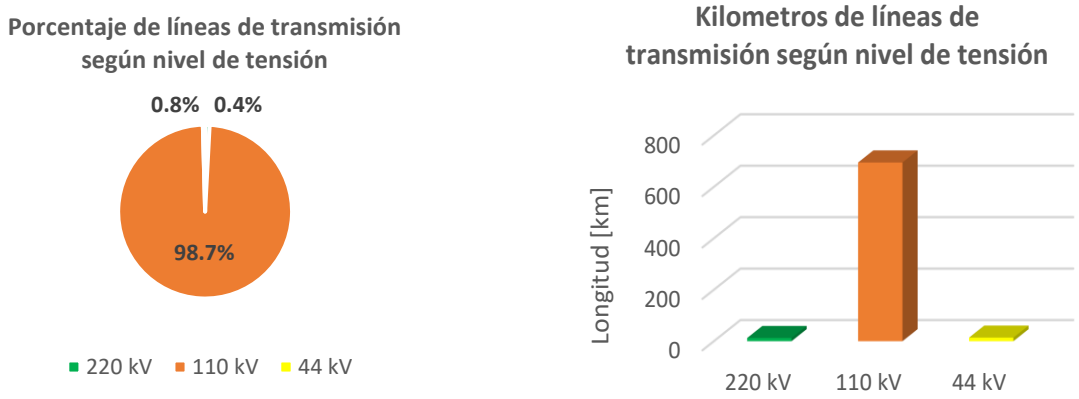

Figura 1-28. Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, zona Metropolitana.

En la Figura 1-28 se presenta la cantidad de transformadores AT/AT existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

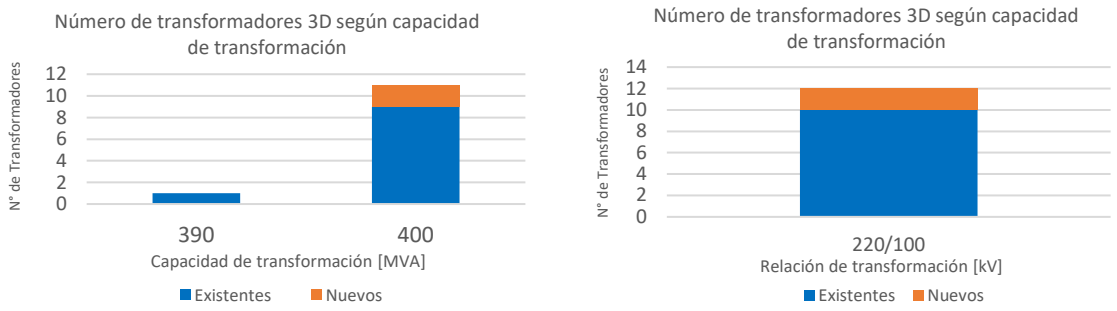

Figura 1-29. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Metropolitana.

Los nuevos transformadores 220/110 kV que son instalados corresponden a la S/E Baja Cordillera, que tiene fecha de entrada en operación durante el 2025, según el DE 185/2020 y la S/E Lo Campino presentada en el ITP 2022, con fecha estimada de entrada al año 2029.

Respecto a los transformadores AT/MT, en el horizonte de análisis existen 192 transformadores, considerando aquellos existentes y declarados en construcción. Siendo estos transformadores de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 3,5 MVA hasta 50 MVA. En la Figura 1-30 se muestran los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

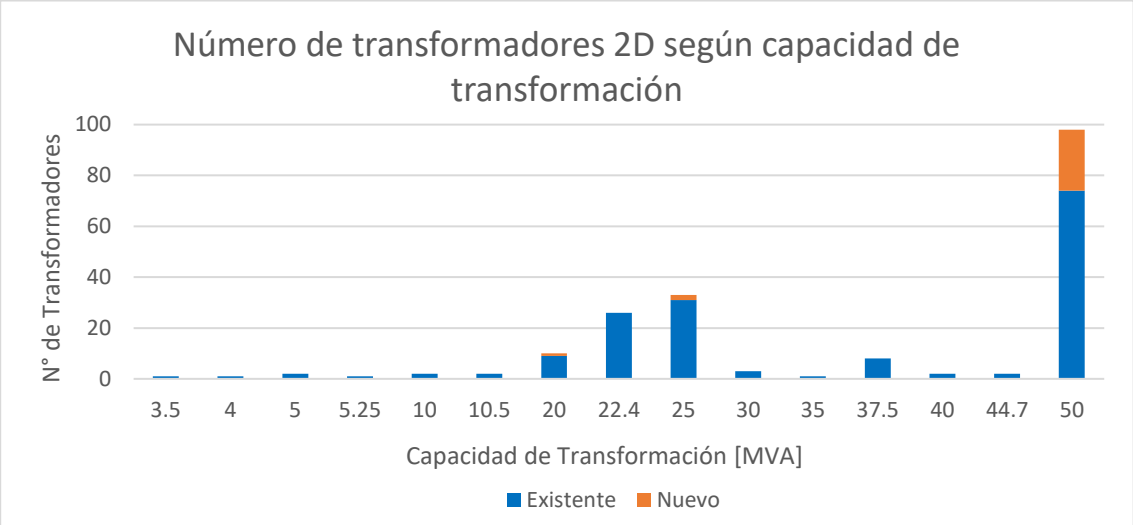

Figura 1-30. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, Zona Metropolitana.

Respecto a la demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal, en la Figura 1-31 se presenta la suma de las demandas máximas coincidentes zonales de la zona en análisis, lo cual permite contar un índice global de la demanda que se abastece por escenario.

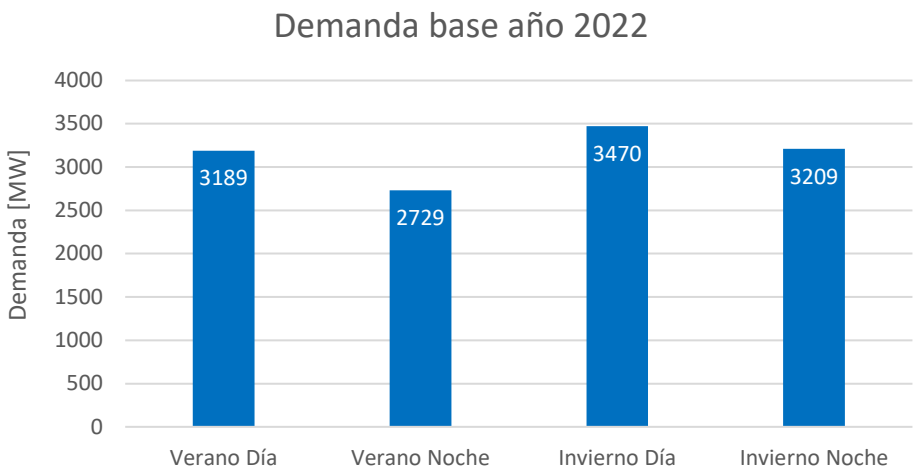

Figura 1-31. Escenarios con demandas máximas coincidentes de la zona Metropolitana en el año 2022.

1.4.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. La Zona Metropolitana corresponde a una única zona y las temperaturas empleadas para los periodos de análisis de las instalaciones zonales, se presenta en la Tabla 1.35.

Tabla 1.35. Cuadro de temperaturas zona Metropolitana.

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

A continuación, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la zona de la Región Metropolitana, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que se estima su puesta en servicio. Por otro lado, también se considera aquellas obras presentadas en el ITF 2022 por la CNE.

Tabla 1.36. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión	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	Caso Base
Aumento de Capacidad tramo de línea 2x110 kV Los Almendros – Tap Los Dominicos	Caso Base
Aumento de Capacidad S/E Alonso de Córdova	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Bicentenario	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Brasil	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	Caso Base
Ampliación en S/E Macul	Caso Base
Ampliación en S/E Pudahuel	Caso Base
Ampliación en S/E La Dehesa	Caso Base
Ampliación en S/E Cerro Navia	Caso Base
Modificación Paños de conexión de Línea 2x110 kV Las Vegas – Cerro Navia en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia	Caso Base

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Modificación Paños de conexión de paños de transformación TR5 y nuevo banco en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia	Verano 2026
Seccionamiento en S/E Pirque	Caso Base
Ampliación en S/E Pirque	Caso Base

Tabla 1.37. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Adecuaciones en S/E El Salto	Caso Base

Tabla 1.38. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura	Verano 2026°
Ampliación en S/E Polpaico	Verano 2026

Tabla 1.39. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Apoquindo	Verano 2024
Ampliación en S/E La Reina	Verano 2024
Ampliación en S/E Curacaví	Verano 2024
Ampliación en S/E Nueva Lampa	Verano 2024
Ampliación en S/E Lo Aguirre	Verano 2024
Ampliación en S/E Batuco	Verano 2024
Ampliación en S/E Santa Marta	Verano 2024
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Alto Jahuel – Baja Cordillera	Verano 2025

Tabla 1.40. Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera	Verano 2025

Tabla 1.41. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021), zona Metropolitana.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Escenario
Ampliación en S/E Chicureo	Verano 2026
Ampliación en S/E Santa Raquel	Verano 2026

Tabla 1.42 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°708 22/08/2022), zona Metropolitana.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°708 22/08/2022)	Escenario
Ampliación S/E San Pablo	Verano 2026

Tabla 1.43 Obras de ampliación – Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2022 zona Metropolitana.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°708 22/08/2022)	Escenario
Nueva S/E Lo Campino	Invierno 2029
Nueva S/E Don Melchor	Verano 2028
Nueva S/E Nos	Verano 2028

En la Tabla 1.44 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 1.44. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Metropolitana.

Proyecto	Escenario	Resolución
Ampliación en S/E Puente Alto y Ampliación en S/E Costanera	Verano 2021	RE 826 30/12/2019
Seccionamiento Línea 2x110 kV Alto Jahuel – Florida, nueva S/E Bajos de Mena, nueva línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera, aumento de capacidad línea 1x110 kV Costanera – Puente Alto y aumento de capacidad línea 1x110 kV Puente Alto – Las Vizcachas	Verano 2023	RE 19 20/01/2020
Nueva Subestación Providencia, Nueva Línea de Transmisión Subterránea 2x110 kV Vitacura – Providencia y Modificaciones en Subestación Vitacura	Verano 2025	RE 91 18/03/2020
Subestación Seccionadora Colina 110 kV	Verano 2024	RE 396 04/10/2021

Proyecto	Escenario	Resolución
Ampliación Barra N°2 220 kV SE Chicureo	Invierno 2028	RE 407 05/09/2023

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determina una zona para la cual se obtiene la demanda máxima coincidente, en los dos casos analizados. Las fechas son indicadas en la Tabla 1.45.

Tabla 1.45 Fechas de demanda máxima coincidente, zona Metropolitana.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Metropolitana	15-12-2022 15:00:00	15-12-2022 19:00:00	06-07-2022 13:00:00	06-07-2022 19:00:00

A continuación, se realiza el diagnóstico de instalaciones considerando los escenarios de máxima demanda correspondiente a Verano Día e Invierno Día.

1.4.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, al año 2031 el 4% de los transformadores alcanzaría una cargabilidad entre el 85% y 100%, y un 6% se encontraría con sobrecarga. La Figura 1-32 y la Figura 1-33 presentan la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 hasta el año 2031 (año 2023 al interior), donde los estados corresponden a:

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

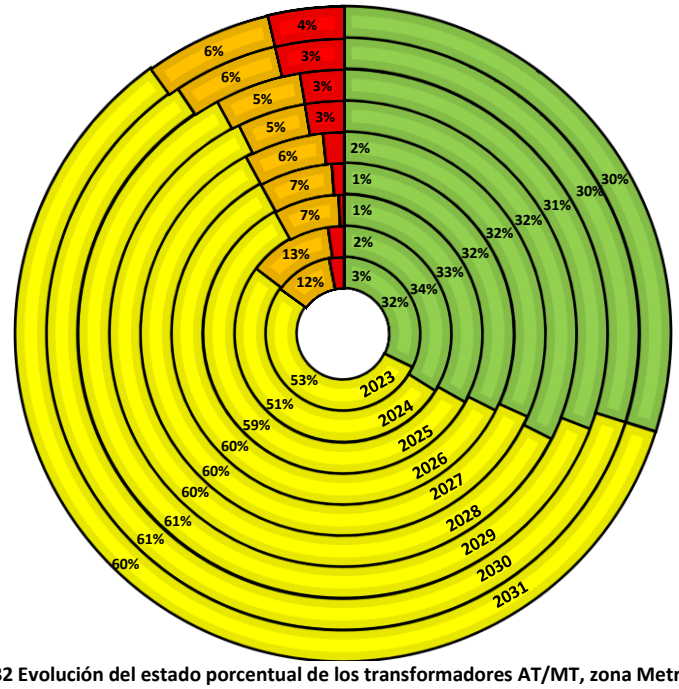

Figura 1-32 Evolución del estado porcentual de los transformadores AT/MT, zona Metropolitana.

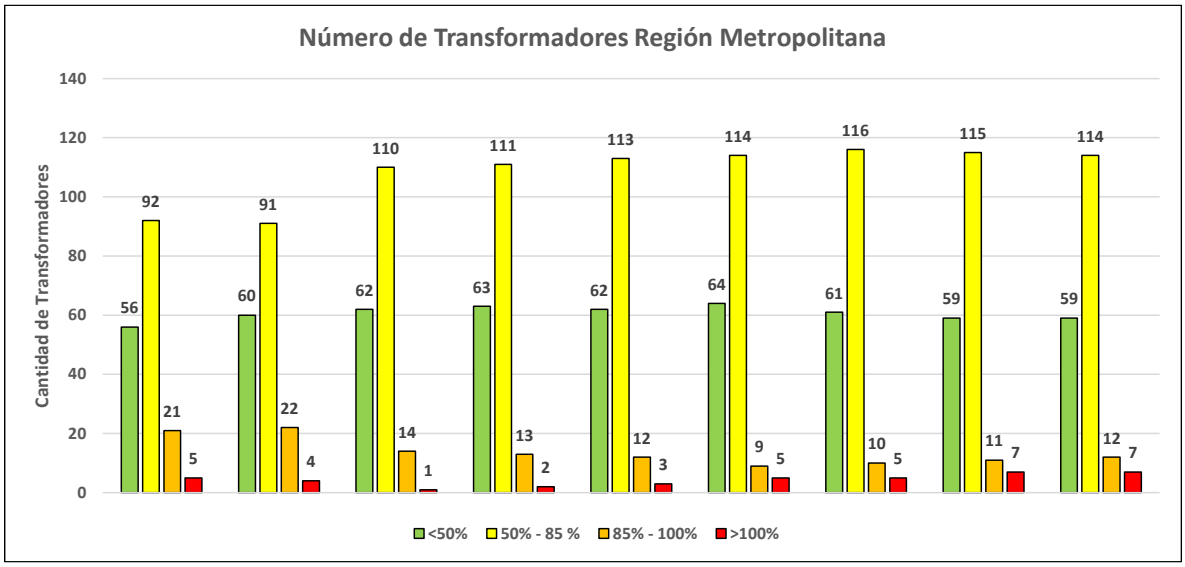

Figura 1-33. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Metropolitana.

El análisis de la Figura 1-32 y la Figura 1-33 permite observar que:

1. En general, la región Metropolitana mantiene estable la carga de sus transformadores durante los años de análisis.

2. Al año 2031, 7 transformadores se encontrarían en una condición de sobrecarga y 12 con una cargabilidad entre el 85% y 100%.

3. Entre los años 2025 y 2028 se observa una disminución de instalaciones con sobrecarga, lo que se debe a la incorporación de nuevos transformadores AT/MT en la zona metropolitana, permitiendo en conjunto con la redistribución de demandas, descongestionar varios transformadores que se encuentran con una cargabilidad sobre el 85%.

4. Para los casos en los que se ha identificados cargabilidades sobre el 85%, se observa la capacidad de redistribuir demanda en la misma subestación o en instalaciones adyacentes, sin embargo, dado las transferencias ya informadas, se requiere levantar la capacidad de transferencias de estas cargas con la finalidad de verificar su redistribución.

A continuación, la Tabla 1.46 presenta el listado de transformadores con cargabilidades sobre el 85% al año 2031.

Tabla 1.46 Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2031. Zona Metropolitana

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
CARRASCAL 110/12,5KV 22,4MVA 1 (102% al año 2031)
CARRASCAL 110/12,5KV 22,4MVA 2 (90% al año 2031)
LA REINA 110/12,5KV 50MVA 2 (119% al año 2031)
LA REINA 110/12,5KV 50MVA 3 (113% al año 2031)
LA REINA 110/12,5KV 50MVA 4 (92% al año 2031)
LOS DOMINICOS 110/12,5KV 50MVA 3 (88% al año 2031)
LOS DOMINICOS 110/12,5KV 50MVA (NUEVO) (93% al año 2031)
MAIPU 110/12,5KV 22,4MVA 2 (92% al año 2031)
MAIPU 110/12,5KV 22,4MVA 4 (93% al año 2031)
MARISCAL 110/23kV 30MVA T2 (87% al año 2031)
MARISCAL 115/23 KV 30MVA T3 (87% al año 2031)
MARISCAL 110/12kV 50MVA T1 (96% al año 2031)
OCHAGAVIA 110/12,5KV 50MVA 2 (102% al año 2031)

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
SAN CRISTOBAL 110/12.5KV 50MVA 5 (107% al año 2031)
SAN CRISTOBAL 110/13,9KV 50MVA 3 (87% al año 2031)
SAN JOSE 110/12,5KV 22,4MVA 1 (110% al año 2031)
SAN JOSE 110/13,2KV 25MVA 2 (97% al año 2031)
SANTA ELENA 110/12,5KV 50MVA 3 (107% al año 2031)
SANTA ELENA 110/12,5KV 50MVA 4 (99% al año 2031)

1.4.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 12 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los dos escenarios de análisis (verano día e invierno día). En la Figura 1-34 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 (círculos interiores) hasta el 2031 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

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

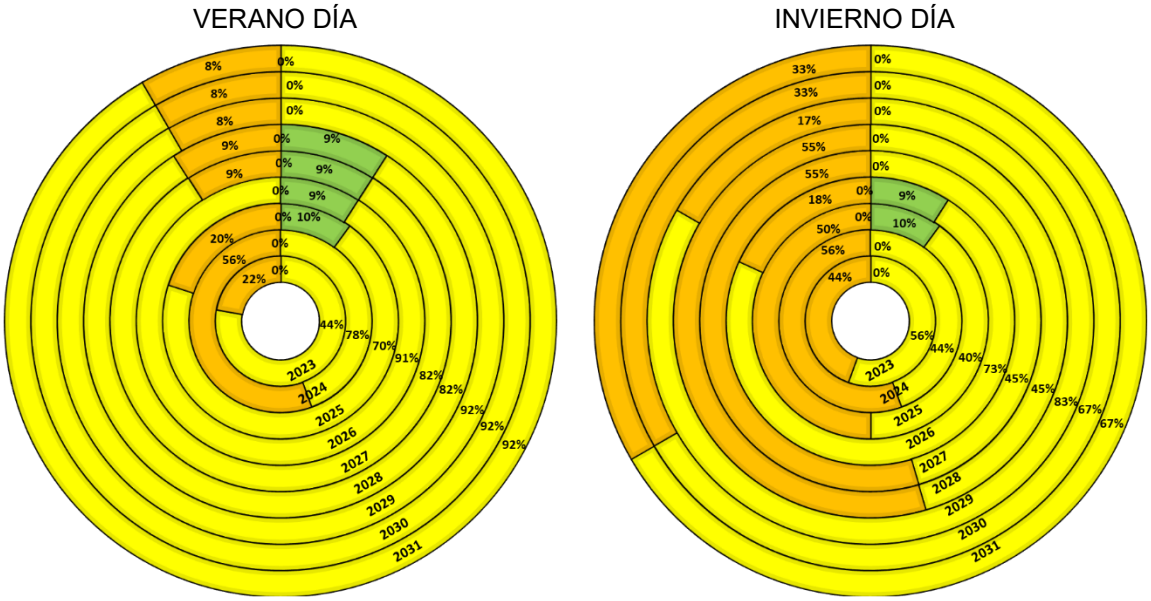

Figura 1-34. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Metropolitana.

El análisis de la Figura 1-34, permite observar que:

1. El resultado obtenido en ambos escenarios muestra que con la demanda base el escenario invierno día es el más crítico. Lo anterior ratifica el comportamiento estacional.
2. Al año 2031, ningún transformador se encontraría en una condición de cargabilidad sobre el 100% en los escenarios analizados.
3. Al año 2031, en el escenario invierno día, 4 transformadores AT/AT de la región Metropolitana superan el 85% de su capacidad. Por otro lado, para el escenario verano día solo un transformador supera el 85% de su capacidad.
4. La entrada del tercer transformador en la S/E Cerro Navia genera una disminución de la cargabilidad en los transformadores de la subestación hasta el final del horizonte de análisis.
5. La puesta en marcha de la S/E Lo Campino, junto con su transformador AT/AT reduce la cargabilidad de los transformadores en la zona. No obstante, esta nueva configuración muestra un efecto de corto plazo, alcanzando el 90% de su capacidad en ambos escenarios analizados el año de su puesta en servicio.

A continuación, en la Tabla 1.47 y Tabla 1.48 se presenta el listado de transformadores con cargabilidades sobre el 85% al año 2031 para ambos escenarios evaluados.

Tabla 1.47. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2031 Invierno día. Zona Metropolitana.

Escenario Inverno Día
ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2 (99% al año 2031)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N1 (91% al año 2031)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N2 (91% al año 2031)
ATR LO CAMPINO 220/110 400 MVA T1 (98% al año 2031)

Tabla 1.48. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2031 Verano día. Zona Metropolitana.

Escenario Inverno Día
ATR LO CAMPINO 220/110 400 MVA T1 (92% al año 2031)

1.4.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 228 líneas de transmisión zonal, siendo estas evaluadas en los dos escenarios de análisis (verano día e invierno día). La Figura 1-35 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

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

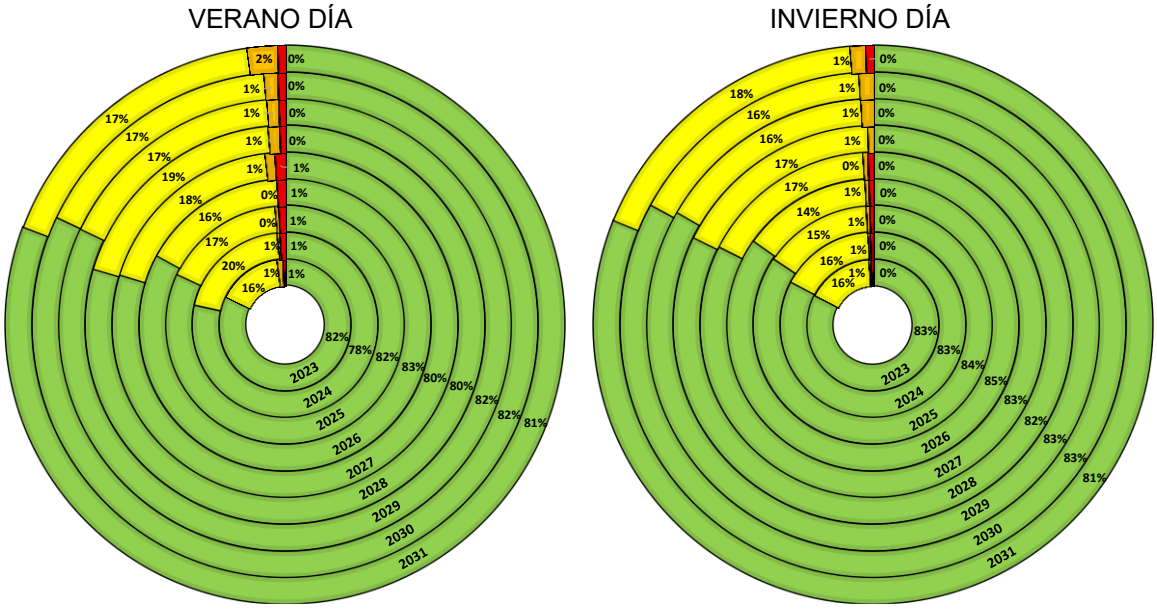

Figura 1-35. Evolución del estado de del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Metropolitana.

El análisis de la Figura 1-35 permite observar que:

1. Los resultados en ambos escenarios muestran que el escenario de verano día es el más crítico, debido al incremento de la temperatura en la zona y la consiguiente reducción de la capacidad de las líneas de transmisión.
2. Al año 2031, en ambos escenarios evaluados sólo una línea se encontraría en una condición de sobrecarga superando el 100% de su capacidad nominal.

3. Al año 2031, en el escenario invierno día dos líneas de la región Metropolitana superan el 85% de su capacidad. Por otro lado, para el escenario verano 4 líneas superan el 85% de su capacidad.
4. La entrada de la S/E el Lazo genera una disminución en la cargabilidad que presenta la línea San Bernardo – Malloco 1x110 kV, la cual se encuentra sobre su capacidad nominal hasta la entrada en operación de la mencionada subestación.

A continuación, en la Tabla 1.49 y Tabla 1.50 se presenta el listado de Líneas con cargabilidades sobre el 85% al año 2031.

Tabla 1.49. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2031 Invierno día. Zona Metropolitana

Escenario Inverno Día
Chena - Lo Espejo 110 kV L1 (87% al año 2031)
Tap Altamirano - Altamirano 110kV L2 (103% al año 2031)
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1 (92% al año 2031)

Tabla 1.50. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2031 Verano día. Zona Metropolitana

Escenario Inverno Día
Chena - Lo Espejo 110 kV L1 (86% al año 2031)
Lo Prado - Curacaví 44kV (99% al año 2031)
Tap Altamirano - Altamirano 110kV L2 (115% al año 2031)
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1 (85% al año 2031)
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2 (100% al año 2031)

1.4.6 SENSIBILIDAD SIN CENTRAL NUEVA RENCA

A modo de sensibilidad se realiza el diagnóstico de la región Metropolitana en ausencia de operación de la Central Nueva Renca.

De esta manera, se evalúa el comportamiento del sistema para ambos escenarios (verano día e invierno día). De un total de 228 líneas de transmisión zonal, la Figura 1-36 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior) sin considerar las centrales de la S/E Renca.

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

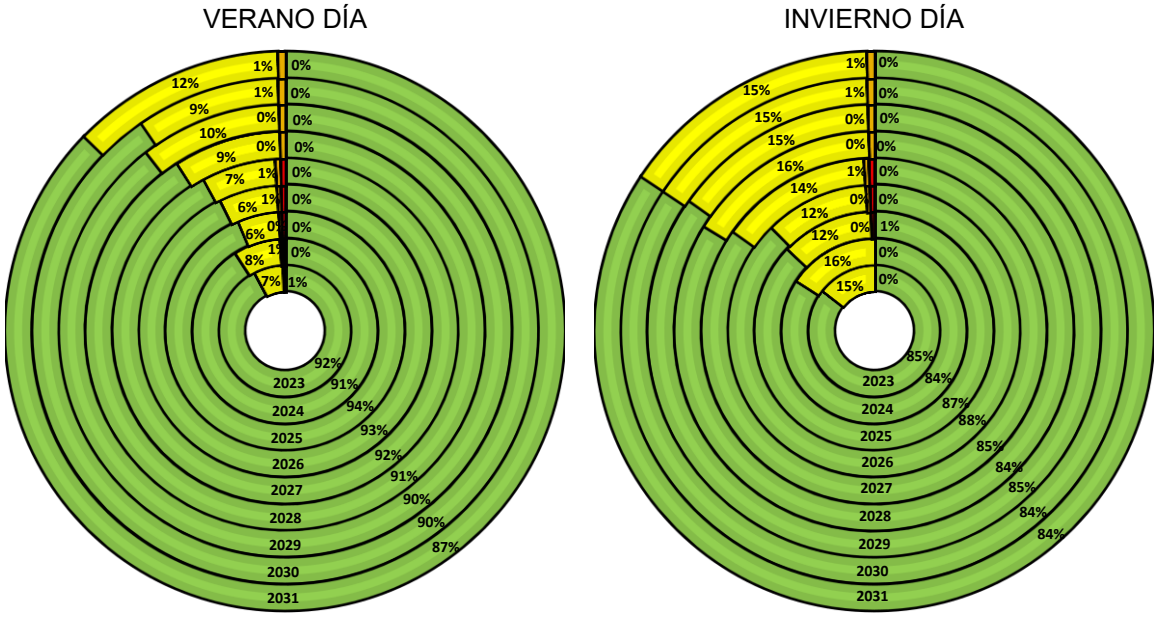

Figura 1-36. Evolución del estado de del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Metropolitana Sin Central Renca.

El análisis de la Figura 1-36 permite observar que:

1. La condición sin operación de la central Nueva Renca tiene un efecto directo en la cargabilidad de las líneas del anillo de 110 kV en la región Metropolitana, ya que libera capacidad al dejar de transportar los 300 MW que estas centrales inyectan a la red.

2. Los resultados muestran que el escenario de verano día corresponde al más crítico, debido al incremento de la temperatura en la zona y la consiguiente reducción de la capacidad de las líneas eléctricas.
3. En condición normal, al año 2031, en ambos escenarios ninguna línea se encontraría en una condición de sobrecarga.
4. Asimismo, en condición normal, al año 2031 en ambos escenarios sólo una línea supera el 85% de su capacidad.

A continuación, en la Tabla 1.51 y Tabla 1.52 se presenta el listado de Líneas con cargabilidades sobre el 85% al año 2031.

Tabla 1.51. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2031 Invierno día. Zona Metropolitana

Escenario Inverno Día
Tap Altamirano - Altamirano 110kV L2 (95% al año 2031)

Tabla 1.52. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2031 Verano día. Zona Metropolitana

Escenario Inverno Día
Tap Altamirano - Altamirano 110kV L2 (96% al año 2031)

Se realiza el diagnóstico de 12 transformadores AT/AT con calificación zonal al no contar con las Centrales de la S/E Renca, siendo estos evaluados ante los dos escenarios de análisis (verano día e invierno día). En la Figura 1-37 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 (círculos interiores) hasta el 2031 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

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

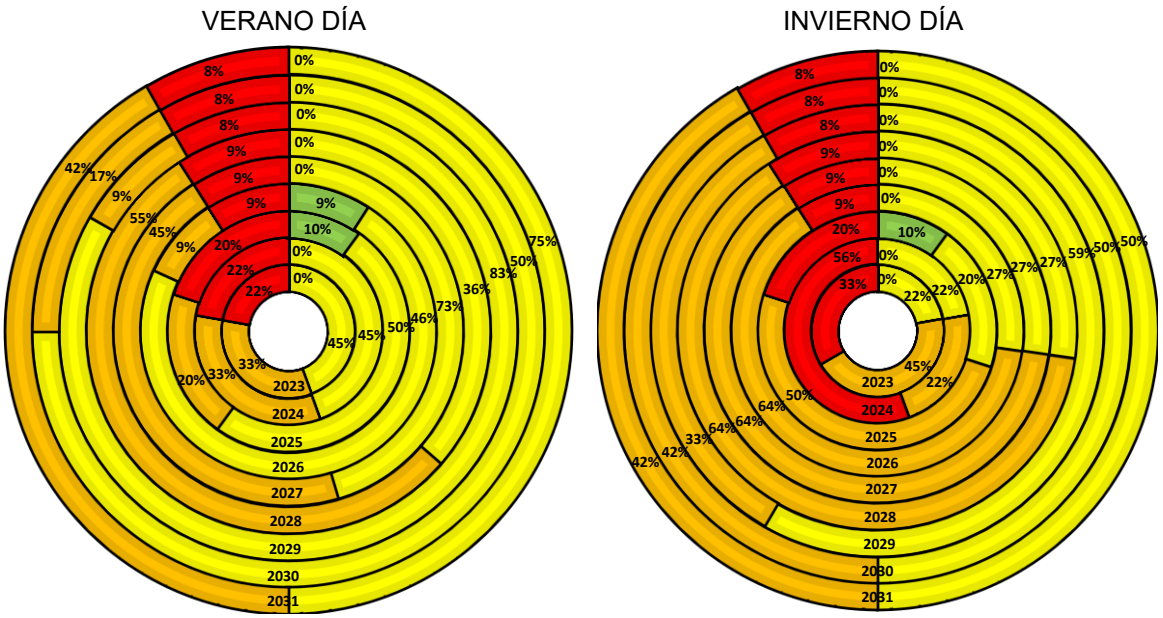

Figura 1-37. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Metropolitana Sin Central Renca.

El análisis de la Figura 1-37, permite observar que:

1. El resultado obtenido muestra que el escenario invierno día es el más crítico, en comparación al verano día. Por ende, al salir de servicio la central Renca, este déficit de inyección de potencia se ve suplido por la inyección desde el sistema 220 kV incrementando con ello la cargabilidad de los transformadores AT/AT.
2. En condición normal, al año 2031, solo un transformador se encontraría en una condición de sobrecarga para cada uno de los escenarios analizados.

3. En condición normal, al año 2031, para ambos escenarios 5 transformadores AT/AT de la región Metropolitana superan el 85% de su capacidad.
4. La entrada del tercer transformador en la S/E Cerro Navia genera una disminución de la cargabilidad en los transformadores de la S/E hasta el final del horizonte.
5. La puesta en marcha de la S/E Lo Campino, junto con su transformador AT/AT reduce la cargabilidad de los transformadores en la zona. No obstante, esta nueva configuración muestra un efecto de corto plazo, alcanzando el 90% de su capacidad en ambos escenarios analizados el año de su puesta en servicio.

A continuación, en la Tabla 1.53 y Tabla 1.54 se presenta el listado de transformadores con cargabilidades sobre el 85% al año 2031.

Tabla 1.53. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2031 Invierno día. Zona Metropolitana

Escenario Inverno Día
ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2 (99% al año 2031)
ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N3 (94% al año 2031)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N1 (93% al año 2031)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N2 (93% al año 2031)
ATR EL SALTO 220/110/34.5kV 400MVA N1 (95% al año 2031)
ATR LO CAMPINO 220/110 400 MVA T1 (108% al año 2031)

Tabla 1.54. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2031 Verano día. Zona Metropolitana

Escenario Inverno Día
ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2 (86% al año 2031)
ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N3 (89% al año 2031)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N1 (86% al año 2031)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N2 (86% al año 2031)
ATR EL SALTO 220/110/34.5kV 400MVA N1 (90% al año 2031)
ATR LO CAMPINO 220/110 400 MVA T1 (106% al año 2031)

1.4.7 SENSIBILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza un análisis de sensibilidad adicional, considerando la salida de una línea de transmisión del anillo de 110 kV de la región Metropolitana, incluyendo la transferencia de carga al circuito sin falla de acuerdo con lo siguiente listado de contingencias:

1. Falla en Cto 1 Línea 110 kV Almendro-Florida, traspaso carga al Cto 2 110 kV Almendro-Florida.
2. Falla en Cto 1 Línea 110 kV Almendro-El Salto, traspaso carga al Cto 2 Línea 110 kV Almendro – El Salto
3. Falla en Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – Chena, traspaso carga al Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – Chena.
4. Falla en Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – Renca, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – Renca.
5. Falla en Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – El Salto, traspasar a Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – El Salto
6. Falla en Cto 1 Línea 110 kV Chena – Ochagavía – Buin, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Chena – Ochagavía – Buin.
7. Falla en Cto 1 Línea 110 kV Ochagavía – Florida, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Ochagavía – Florida.
8. Falla en Cto 1 Línea 110 kV Alto Jahuel – Florida, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Alto Jahuel– Florida.
9. Falla en Cto 1 Línea 220 kV Polpaico – Cerro Navia, traspaso a Cto 2 Línea 220 kV Polpaico – Cerro Navia.

Los resultados de los elementos más críticos al realizar las contingencias se indican en la Tabla 1.55 y Tabla 1.56:

Tabla 1.55. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región Metropolitana Escenario invierno Día 2023

Elemento Sobrecargados	Porcentaje al año 2023
Tap Bajos de Mena - Tap Buin 110kV L2	101%
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L2	101%
Tap Cisterna – Lo Espejo 110kV L2	111%
Ochagavía – Lo Espejo 110kV L2	121%
Lo Espejo - Tap Cisterna 110kV L2	122%
Chena - Lo Espejo 110 kV L2	144%
Andes - Tap La Reina 110 kV L2	115%

Elemento Sobrecargados	Porcentaje al año 2023
Los Almendros – Tap Andes 110 kV L2	118%
Ochagavía - Tap Club Hípico 110 kV L2	113%
Tap La Dehesa – Tap Vitacura 110 kV L2	101%
El Salto - Tap La Dehesa 110kV L2	106%
Polpaico – Cerro Navia 220kV L2	107%

Tabla 1.56. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región Metropolitana Escenario invierno Día 2031

Elemento Sobrecargados	Porcentaje al año 2031
Tap Bajos de Mena - Tap Buin 110kV L2	110%
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L2	111%
Tap Lo Boza - Quilicura 110KV L2	121%
Tap Cisterna – Tap Lo Espejo 110kV L2	109%
Ochagavía – Lo Espejo 110kV L2	115%
Lo Espejo - Tap Cisterna 110kV L2	116%
Chena - Lo Espejo 110 kV L2	141%
Ochagavía - Tap Club Hípico 110 kV L2	111%
Tap La Dehesa – Tap Vitacura 110 kV	108%
El Salto - Tap La Dehesa 110kV L2	116%
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2	150%
Polpaico – Cerro Navia 220kV L2	138%

En general, se observa una tendencia al aumento de las sobrecargas en varios elementos críticos entre los escenarios de 2023 y 2031. Esto sugiere que las condiciones de operación se vuelven más críticas en 2031, lo que se debe al resultado del crecimiento de la demanda eléctrica o cambios en la red.

Algunos elementos críticos, como "Tap Bajos de Mena - Tap Buin 110kV L2" y "Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L2", muestran sobrecargas similares en ambos escenarios, lo que sugiere una necesidad constante de atención y posible reforzamiento.

En 2031, se observan nuevas sobrecargas críticas en elementos como "Tap Lo Boza - Quilicura 110KV L2" y "Tap Cisterna – Tap Lo Espejo 110kV L2". Estas nuevas sobrecargas deben ser abordadas para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico.

En 2031, se observan que la peor sobrecarga en el sistema zonal es en la línea Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2. La cual ya presenta congestiones en escenarios normales y no garantiza la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Por otra parte, en el sistema de transmisión nacional destaca la sensibilidad en contingencia del tramo de línea Lampa - Polpaico 220 kV, el cual se ve afectado en todo el período de análisis en caso de una falla en uno de sus dos circuitos. Esta situación se agrava con la entrada en operación de la Nva. S/E Lo Campino, dado que aumenta el flujo de energía desde la S/E Polpaico. Es importante destacar que los transformadores desfasadores de la S/E Cerro Navia no son capaces de mejorar la situación sin empeorar la operatividad de la S/E Lo Campino, lo que sobrecarga el transformador durante la contingencia.

1.5 DIAGNÓSTICO ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

1.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 65.000 km2. De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es cercana a los 2.900.000 habitantes, lo que corresponde al 19% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 480 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

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

La Figura 1-38 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Charrúa - Chiloé.

El sistema zonal inmerso en el área de análisis está compuesto por un total de 260 tramos de líneas de transmisión zonal, cuya extensión alcanza cerca de 3.734 km con niveles de tensión de 220 kV, 154 kV, 110 kV, 66 kV y 33 kV, donde las líneas de 66 kV representan el 43% de los kilómetros de líneas de transmisión zonal (1604 km aprox.). En esta zona el sistema 66 kV se abastece principalmente del sistema 154 kV, el cual posee una extensión aproximada de 888 km y se extiende de manera longitudinal entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa.

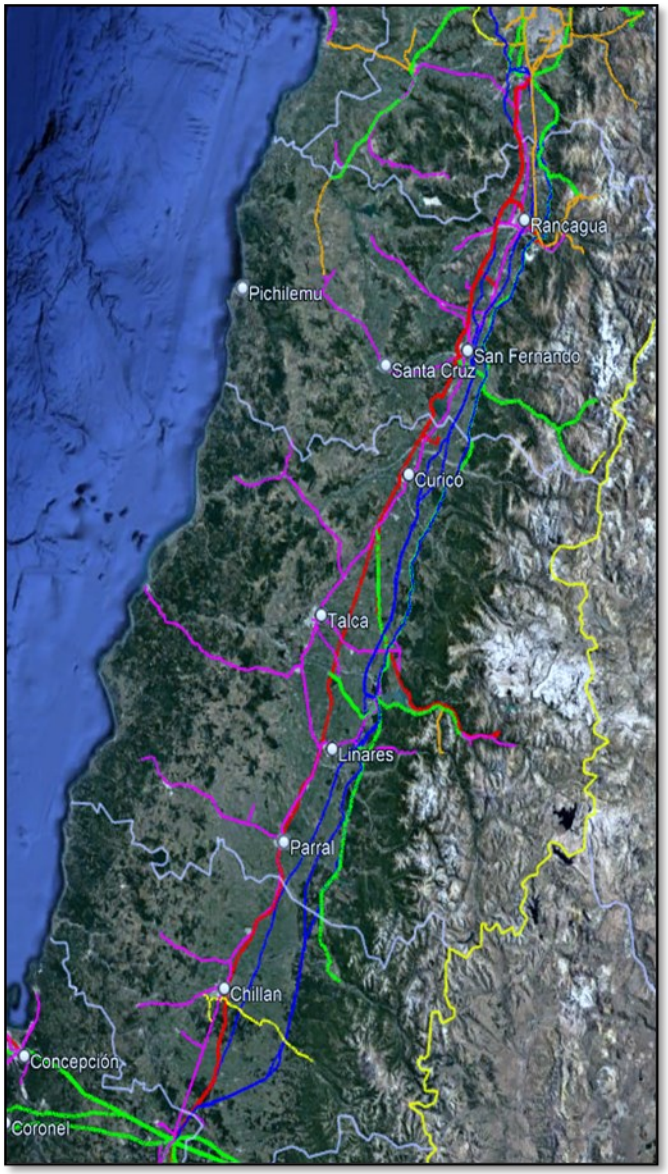

Figura 1-38. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Alto Jahuel - Charrúa.

En la Figura 1-39 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio considerando las líneas existentes y las decretadas.

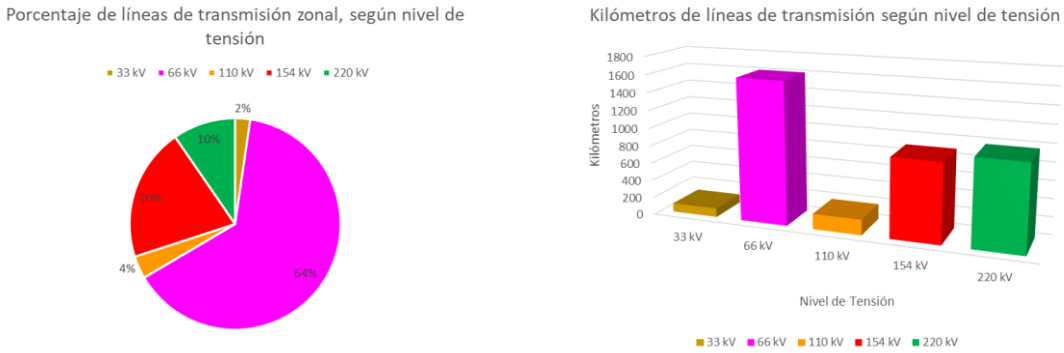

Figura 1-39. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Alto Jahuel - Charrúa.

De la Figura 1-39 podemos apreciar que en la zona en estudio existe un predominio de líneas en nivel de tensión 66 kV, esto debido a las características de distribución de población en las regiones de O'Higgins, Maule y Ñuble, donde los centros de carga de baja densidad se encuentran alejados del sistema 154 kV (ver Figura 1-38). Respecto al sistema de 220 kV, se destaca la extensión de la futura línea que conectará las regiones del Maule, Ñuble y Biobío por la costa.

La zona Alto Jahuel – Charrúa posee 61 transformadores AT/AT, contemplando los proyectos decretados. En general, los niveles de tensión en el lado de alta tensión son de 220/154 kV, 220/110 kV, 220/66 kV, 154/66 kV, 110/66 kV y 66/15 kV.

En la Figura 1-40 se presenta la cantidad de transformadores existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

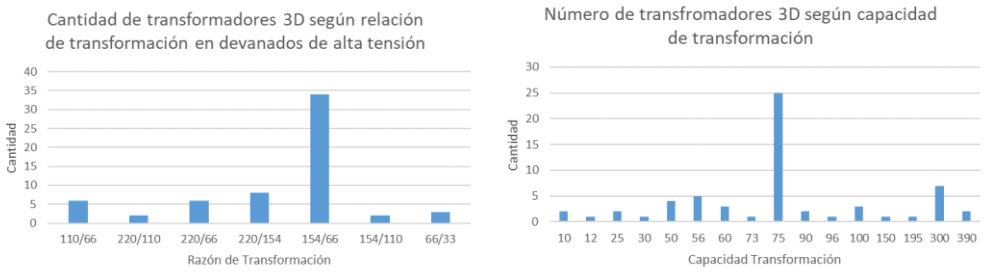

Figura 1-40. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Alto Jahuel - Charrúa.

De la Figura 1-40 se observa que la gran mayoría de los transformadores poseen una razón de transformación 154/66 kV y luego siguen los transformadores 220/154 kV, por lo que se aprecia una de esta zona del sistema de 154 kV.

Respecto a los transformadores de 2D o AT/MT, el sistema cuenta con 174 transformadores AT/MT dentro del periodo de análisis, de distintos niveles de transformación con capacidades que varían desde 1 MVA hasta 50 MVA.

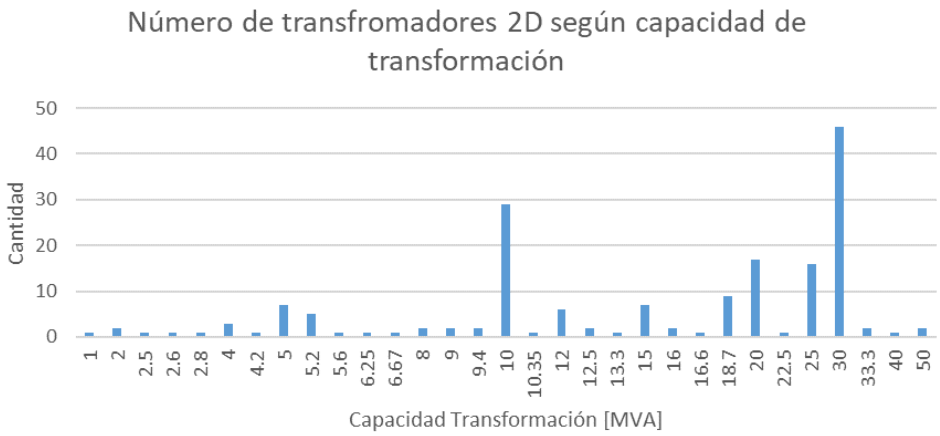

Figura 1-41. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Alto Jahuel - Charrúa.

De la Figura 1-41 se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 10, 20, 25 y 30 MVA, y siendo estos los que predominan en el desarrollo nuevos proyectos.

Respecto a la demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal, en la Figura 1-42 se presenta los escenarios de demanda máximas coincidentes para la zona en análisis, lo cual permite contar un índice global de la demanda que se abastece por escenario. Esta demanda no contempla la reducción producto a los PMGDs.

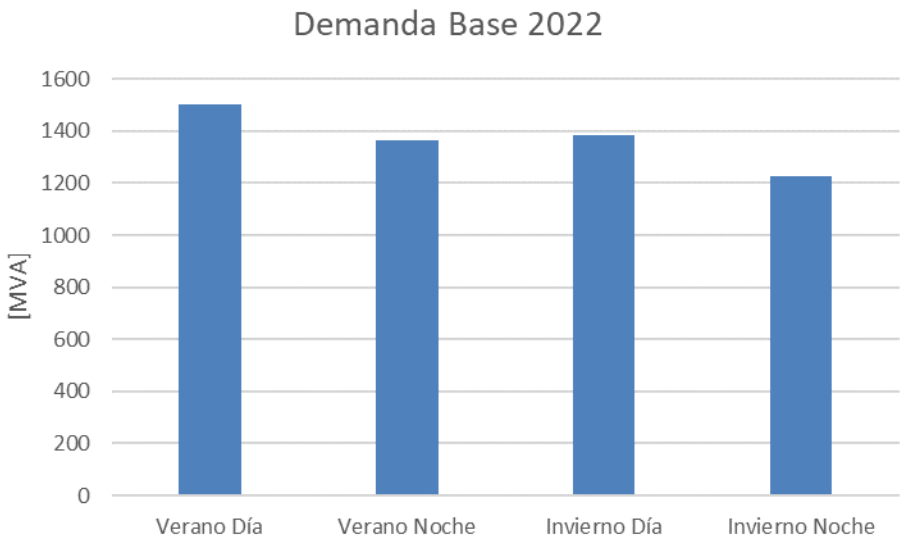

Figura 1-42. Escenarios con demandas máximas coincidentes de la zona Alto Jahuel - Charrúa por 2022.

En base a la revisión de las demandas se opta para la creación de los escenarios de demanda máxima coincidente desarrollar los escenarios de Verano Día e Invierno Día, ya que son los que muestran mayor consumo y que al estar ante la presencia del sol las líneas de transmisión disminuyen su ampacidad.

1.5.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Alto Jahuel - Charrúa, se detectan 3 zonas que presentan comportamientos de temperatura similares. Por lo anterior, los análisis se estandarizan a estas 3 zonas. La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Tabla 1.57.

Tabla 1.57. Cuadro de temperaturas, zona Alto Jahuel - Charrúa.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
O'Higgins	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Maule	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Ñuble	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C

En el proceso de análisis y diagnóstico de las líneas y transformadores de alta tensión AT/AT, se toma en cuenta que las centrales de generación conectadas al sistema zonal operan de acuerdo con el peor registro observado durante el año 2022. En este sentido es que las siguientes centrales: Convento Viejo, San Ignacio, Nueva Aldea y Viñales, no se consideran en funcionamiento. En cuanto a las centrales que inyectan energía en la barra de Itahue a 154 kV, se considera que están generando 12 MW, mientras que las centrales que inyectan energía en la barra de Maule a 66 kV están generando 17 MW.

A continuación, de la Tabla 1.58 a la Tabla 1.70, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Alto Jahuel - Charrúa, contenidas en los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020, DE N°185/2020 y DE N°185/2021, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio. Tener en cuenta que solo se informan los proyectos que aún no han entrado en operación o ingresaron durante el presente año.

Tabla 1.58. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 de 2017), zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Año Ingreso
NUEVA LÍNEA 1X66 FÁTIMA - ISLA DE MAIPO.	2023
AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV SAN FERNANDO - PLACILLA.	2023
NUEVA S/E QUILMO II 66/33 KV 12 MVA.	2023
AMPLIACIÓN EN S/E ALCONES	2023
AMPLIACIÓN EN S/E ALAMEDA.	2023
AMPLIACIÓN EN S/E GRANEROS.	2023
AMPLIACIÓN EN S/E CONSTITUCIÓN	2023
AMPLIACIÓN EN S/E CAUQUENES	2023
AMPLIACIÓN EN S/E SAN CARLOS.	2024
AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN S/E LONGAVÍ	2023
SECCIONAMIENTO EN S/E SAN GREGORIO	2023
AMPLIACIÓN EN S/E SAN GREGORIO	2023
AMPLIACIÓN EN S/E LA PALMA	2023
AMPLIACIÓN DE S/E PUNTA DE CORTÉS	2023
SECCIONAMIENTO EN LÍNEA 2X154 KV ALTO JAHUEL – TINGUIRIRICA EN S/E PUNTA DE CORTÉS.	2023
AMPLIACIÓN EN S/E CHIGUAYANTE	2023
AMPLIACIÓN EN S/E PARRAL.	2023
CAMBIO CIRCUITOS 1X154 KV CHARRÚA – TAP CHILLÁN Y 1X154 KV CHARRÚA – MONTERRICO.	2023
AMPLIACIÓN S/E MONTERRICO	2023

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Año Ingreso
AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LÍNEA 2X66 KV MAULE – TALCA.	2027
NUEVA S/E PUEBLO SECO 154 KV.	2023
NUEVA LÍNEA 2X220 KV ITAHUE – MATAQUITO.	2023
NUEVA S/E MATAQUITO 220/66 KV.	2023
NUEVA LÍNEA 2X220 MATAQUITO – NUEVA NIRIVILO – NUEVA CAUQUENES – DICHATO – HUALQUI.	2024
S/E NUEVA NIRIVILO 220/66 KV	2024
S/E NUEVA CAUQUENES 220/66 KV.	2024
NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA CAUQUENES – PARRAL	2024
NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA CAUQUENES – CAUQUENES	2024

Tabla 1.59 Obras de Ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 de 2018). Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras de Ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293)	Año Ingreso
Ampliación en S/E La Esperanza	Desierta (*)
Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	Desierta (*)
Aumento de Capacidad en S/E Colchagua	2023
AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO	2023
AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E PIDUCO	Desierta (*)
AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E EL MONTE	Desierta (*)
AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CHACAHUÍN - LINARES	Desierta (*)
AMPLIACIÓN EN S/E EL MANZANO	Desierta (*)
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV LIHUEIMO – PANIAHUE Y AMPLIACIONES EN S/E PANIAHUE Y S/E LIHUEIMO	Desierta (*)
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV ROSARIO - SAN FERNANDO, SEGMENTO TAP RENGO - PELEQUÉN	2024
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV PELEQUÉN - MALLOA	2024
AMPLIACIÓN LÍNEA 2X220 KV PUNTA DE CORTÉS - TUNICHE: INCORPORACIÓN DE PAÑOS DE LÍNEA	2028
AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA DE CORTÉS PARA INTERCONEXIÓN DE LÍNEA 2X220 KV PUNTA DE CORTÉS - TUNICHE	2028
NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E PUNTA DE CORTÉS	2028

(*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se consideran dentro del horizonte de análisis.

Tabla 1.60. Obras Nuevas Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 de 2019) Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras Zonales de Expansión	Año Ingreso
Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	Verano 2024
Nueva Línea 1x66 kV La Esperanza - El Manzano	Desierta (*)

(*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se consideran dentro del horizonte de análisis.

Tabla 1.61 Obras de ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 de 2019), zona Alto Jahuel - Charrúa

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019)	Año Ingreso
Ampliación en S/E Loreto	2027
Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó	2024
Ampliación en S/E Lihueimo	2027
Ampliación en S/E Nueva Nirivilo	2023
Ampliación en S/E Fátima	2023
Ampliación en S/E El Manzano	Desierta (*)
Ampliación en S/E Chocalán	2027
Ampliación en S/E Mandinga	2027
Ampliación en S/E San Clemente	2027
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	2027
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares	2027
Ampliación en S/E Linares	2024
Seccionamiento Línea 1x66 kV San Javier - Constitución en S/E Nueva Nirivilo	Desierta (*)
Ampliación en S/E Nirivilo	Desierta (*)
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo, Tendido del Primer Circuito	Desierta (*)
Ampliación en S/E Portezuelo	2024
Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Chillán	2028
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Nirivilo – San Javier	Desierta (*)
Seccionamiento Línea 1x66 kV Hualañé - Parronal en S/E Mataquito	2026

(*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se han considerado dentro del horizonte de análisis.

Tabla 1.62 Obras nuevas Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 de 2019), zona Alto Jahuel – Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019)	Año Ingreso
Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito	Verano 2024
Nueva S/E Seccionadora Codegua	Verano 2024

Tabla 1.63 Obras de ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 de 2020), zona Alto Jahuel – Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020)	Año Ingreso
Ampliación en S/E Alcones y Habilitación paño Línea 1x66 k V Marchigüe - Alcones en S/E Alcones	2023
Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua - Rosario	2024
Ampliación en S/E Pelequén	2024
Ampliación en S/E Santa Elvira	2024
Ampliación en S/E San Miguel	2025
Ampliación en S/E Parral	2025

Tabla 1.64 Obras nuevas Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 de 2020), zona Alto Jahuel – Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020)	Año Ingreso
Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	2025
Nueva S/E Seccionadora El Ruil	2025

Tabla 1.65: Obras de ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 de 2021), zona Alto jahuel-Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA DE CORTÉS	2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV PUNTA DE CORTÉS – TUNICHE, TRAMO PUNTA DE CORTÉS – PUENTE ALTA	2025
AMPLIACIÓN EN S/E LA RONDA	2025
SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV TENO – CURICÓ EN S/E RAUQUÉN 66 KV	2025
AMPLIACIÓN EN S/E HUALTE	2025
AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO	2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV SANTA ELVIRA – TAP EL NEVADO	2025
AMPLIACIÓN EN S/E ISLA DE MAIPO	2026
AMPLIACIÓN EN S/E LAS CABRAS	2026
AMPLIACIÓN EN S/E ROSARIO 66 KV	2026
AMPLIACIÓN EN S/E PARRONAL (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV LOS MAQUIS – HUALAÑÉ	2026
AMPLIACIÓN EN S/E PANGUILEMO	2026
AMPLIACIÓN EN S/E QUILMO II 66 KV (BS) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV CHILLÁN – TAP QUILMO	2027
AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELISA 66 KV (NBP+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV NUEVA ALDEA – SANTA ELVIRA	2027
AMPLIACIÓN EN S/E LINARES 154 KV	2029

Tabla 1.66: Obras Nuevas Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°229 de 2021), zona Alto Jahuel - Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
NUEVA S/E SECCIONADORA BUENAVISTA	2025
NUEVA S/E SECCIONADORA BULI	2025
NUEVA S/E SECCIONADORA TOTIHUE Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV TOTIHUE – ROSARIO	2026
NUEVA LÍNEA 1X66 KV SANTA ELISA – QUILMO II	2027
NUEVA S/E SECCIONADORA LLEPU Y NUEVA LÍNEA 2X154 KV LLEPU – LINARES	2029

Tabla 1.67. Obras de ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 de 2022), zona Alto Jahuel- Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
Ampliación en S/E Hospitales (NTR ATMT)	2026
Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Fernando - Teno	2026
Ampliación en S/E los Maquis 66 kV (BS), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue - Talca	2026
Ampliación en S/E Nueva Cauquenes 220 kV (IM)	2026
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Buin - Linderos	2027
Ampliación en S/E La Estrella 110 kV (BS)	2027
Ampliación en S/E Fuentecilla 66 kV (BP+BT), Nuevo Patio 154 kV (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua - Las Cabras	2027
Ampliación en S/E Malloa Nueva (BPS+BT) y Seccionamiento Línea 2x154 kV Punta de Cortés - Tinguiririca	2027
Ampliación en S/E Tinguiririca (NTR ATAT)	2027
Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca - San Fernando y Construcción de Paños en S/E San Fernando	2027
Ampliación en S/E San Fernando 154 kV (NBP+BT)	2027
Ampliación en S/E Santa Cruz 66 kV (BP+BT), Nuevo Patio 154 kV (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)	2028

Tabla 1.68. Obras Nuevas Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°257 de 2022), zona Alto Jahuel – Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
Nueva S/E Seccionadora Linderos	2028
Nueva S/E Seccionadora El Guindal	2028
Nueva S/E Litueche y Nueva Línea 2x110 kV Litueche - La Estrella	2028
Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla - Malloa Nueva	2028
Nueva Línea 2x145 kV Tinguiririca - Santa Cruz	2028
Nueva S/E Seccionadora Las Delicias	2028
Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén	2028

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
Nueva S/E Monte Blanco y Nueva S/E El Lazo	2028

Tabla 1.69. Obras Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022, zona Alto Jahuel – Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
Nueva S/E Valentín Letelier	2030
Ampliación en S/E Retiro	2029

En la Tabla 1.70 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 1.70. Obras establecidas a través del artículo 102°, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Proyecto	Año Ingreso	Resolución
Nueva Subestación Fuentecilla	2023	RE 467 10/12/2020
Nueva Subestación Puquillay	2023	RE 468 14/12/2020
Nueva Subestación Santa Cruz	2023	RE 469 14/12/2020
Subestación Seccionadora Solis	2024	RE 567 22/12/2021
Nueva Subestación Trinidad	2026	RE 10 11/01/2023

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan 15 subzonas a las cuales se obtienen las demandas máximas coincidentes para los cuatro periodos observados Tabla 1.71.

Tabla 1.71. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Alto Jahuel - Charrúa.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Costa RM	2022-12-14 17:00:00	2022-12-12 19:00:00	2022-04-01 14:00:00	2022-04-02 20:00:00
Portezuelo	2022-12-14 15:00:00	2022-12-28 19:00:00	2022-04-01 11:00:00	2022-07-14 19:00:00
BUIN	2022-12-13 16:00:00	2022-12-15 21:00:00	2022-07-06 15:00:00	2022-07-14 19:00:00
Zona Fatima	2022-03-02 16:00:00	2022-12-15 21:00:00	2022-04-07 15:00:00	2022-06-13 21:00:00
Rancagua	2022-12-06 16:00:00	2022-12-06 21:00:00	2022-06-15 10:00:00	2022-05-28 19:00:00
Malloa-Tinguiririca	2022-02-18 15:00:00	2022-12-15 19:00:00	2022-04-07 11:00:00	2022-05-29 20:00:00
Curicó	2022-12-16 14:00:00	2022-12-13 19:00:00	2022-05-31 14:00:00	2022-05-28 19:00:00
Itahue	2022-12-22 17:00:00	2022-12-20 20:00:00	2022-04-20 12:00:00	2022-04-18 23:00:00
Maule	2022-12-15 16:00:00	2022-12-29 20:00:00	2022-06-01 11:00:00	2022-05-31 19:00:00
Linares	2022-12-16 14:00:00	2022-12-30 19:00:00	2022-05-12 12:00:00	2022-05-31 19:00:00
Parral	2022-02-07 15:00:00	2022-12-29 19:00:00	2022-06-01 11:00:00	2022-06-01 19:00:00
Yerbas Buenas	2022-01-07 15:00:00	2022-01-05 19:00:00	2022-04-14 11:00:00	2022-09-20 20:00:00

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Chillán	2022-02-07 16:00:00	2022-02-07 21:00:00	2022-07-13 16:00:00	2022-06-01 19:00:00
Cholguán	2022-01-11 16:00:00	2022-02-07 21:00:00	2022-07-14 12:00:00	2022-07-13 19:00:00
Pueblo Seco	2022-12-15 18:00:00	2022-12-14 21:00:00	2022-09-29 12:00:00	2022-09-29 20:00:00

1.5.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

Se realiza el diagnóstico de 174 transformadores AT/MT, siendo estos evaluados conforme al máximo uso registrado durante el año 2022. La Figura 1-43 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 hasta el año 2031 (año 2023 al interior), donde los estados corresponden a:

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

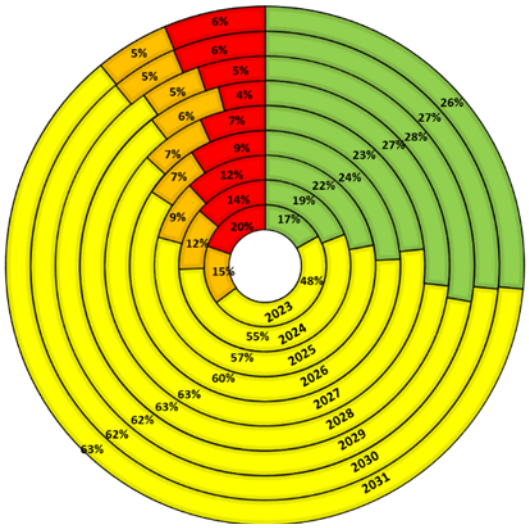

Figura 1-43. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa.

De la Figura 1-43 se aprecia que:

- Al año 2023 el 35% de los transformadores presentan episodios en los cuales se cargan sobre el 85% de su capacidad, mientras que para el otro 65% la demanda máxima a la que son sometidos no supera tal límite. De la misma figura, se observa que al paso de los años

la cantidad de transformadores sobrecargados o con niveles de cargabilidad considerables van disminuyendo hasta el año 2028, lo cual se debe a las obras futuras contempladas para la zona.

- Al último año analizado (2031) se aprecia que un total de 11 transformadores presentan cargabilidades por sobre el 100% de su capacidad y otros 8 transformadores tienen niveles de cargabilidad por sobre al 85%. De este grupo de transformadores se identifican como críticos a los ubicados en la S/E Talca y Villa Prat.

A continuación, la Tabla 1.72 presenta el listado de transformadores con cargabilidades superiores al 85% al último año del horizonte. Adicionalmente, la Tabla 1.73 resume aquellos transformadores con altas cargabilidades que sí presentan posibles soluciones.

Tabla 1.72. Transformadores AT/MT con cargabilidades superiores al 85% al año 2031, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
CACHAPOAL 66/15KV 25MVA 1
CACHAPOAL 66/15KV 25MVA 2
EL MANZANO (ENEL TRANSMISION) 66/15KV 4MVA
EL MANZANO (ENEL TRANSMISION) 66/15KV 6.67MVA
LAS ARAÑAS 66/13.8/9.2KV 10MVA
RANGUILI 66/13.8KV 5.2MVA 1
SAN RAFAEL 66/13.8KV 16MVA
TALCA 66/15KV 30MVA T1
TALCA 66/15KV 30MVA T2
VILLA PRAT 66/13.8KV 5.2MVA
VILLA PRAT 66/13.8KV 5.6MVA
CHILLAN 69/25-15.3kV 30MVA N°4
FATIMA 69/15.3KV 30MVA T1
FATIMA 69/15.3KV 30MVA T2
GRANEROS 69/25-15.3KV 30MVA 2
LICANTEN 66/23KV 10MVA
RENGO 66/15.3KV 30MVA 2
TALCA 66/13.8 10MVA T3
TENO 154/14.4KV 33.3MVA T2

Tabla 1.73. Transformadores con altas cargabilidades al año 2031, que sí podrían contar con solución, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
GRANEROS 69/25-15.3KV 30MVA 2	Redistribuir demanda con transformador aledaño

1.5.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 61 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los dos escenarios de análisis (verano día e invierno día). En la Figura 1-44 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 (círculos interiores) hasta el 2031 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

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

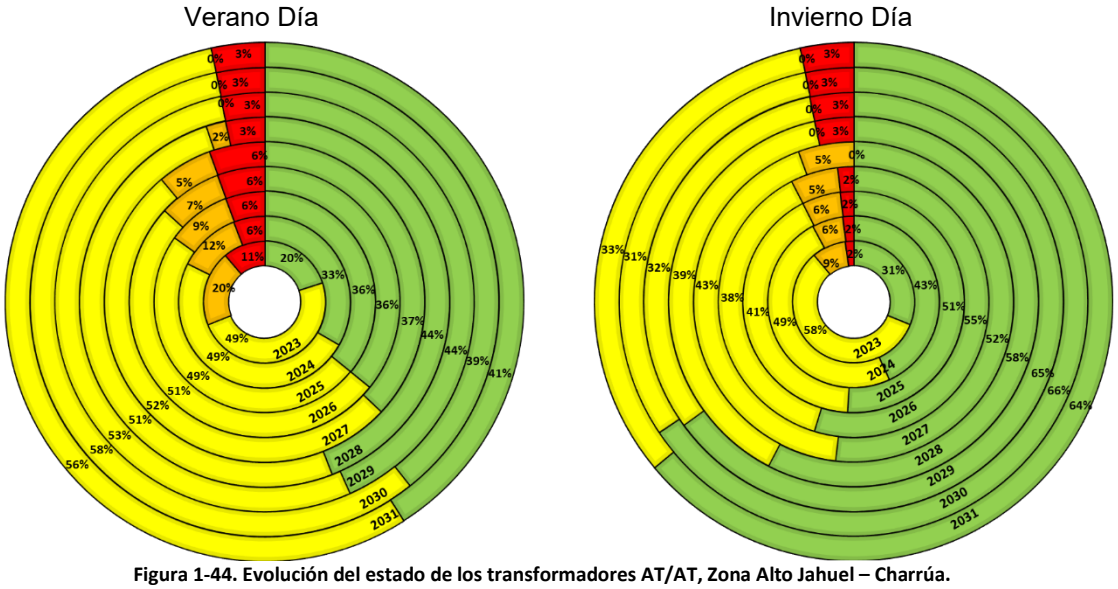

Figura 1-44. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

En particular, se evidencia que al final del horizonte existen dos transformadores que superan su máxima capacidad correspondientes a TR MAULE 154/69kV 60MVA N°1 y N°2 tanto en el escenario de verano e invierno.

1.5.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 260 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas líneas de la zona, siendo estas evaluadas en los dos escenarios de análisis (verano día e invierno día). La Figura 1-45 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

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

Se observa que para el periodo de verano día, el sistema es más exigido debido a la influencia de la temperatura en la capacidad de transmisión de estas instalaciones. Por su parte, el escenario de invierno día no evidencia congestiones que no se observen en el verano día.

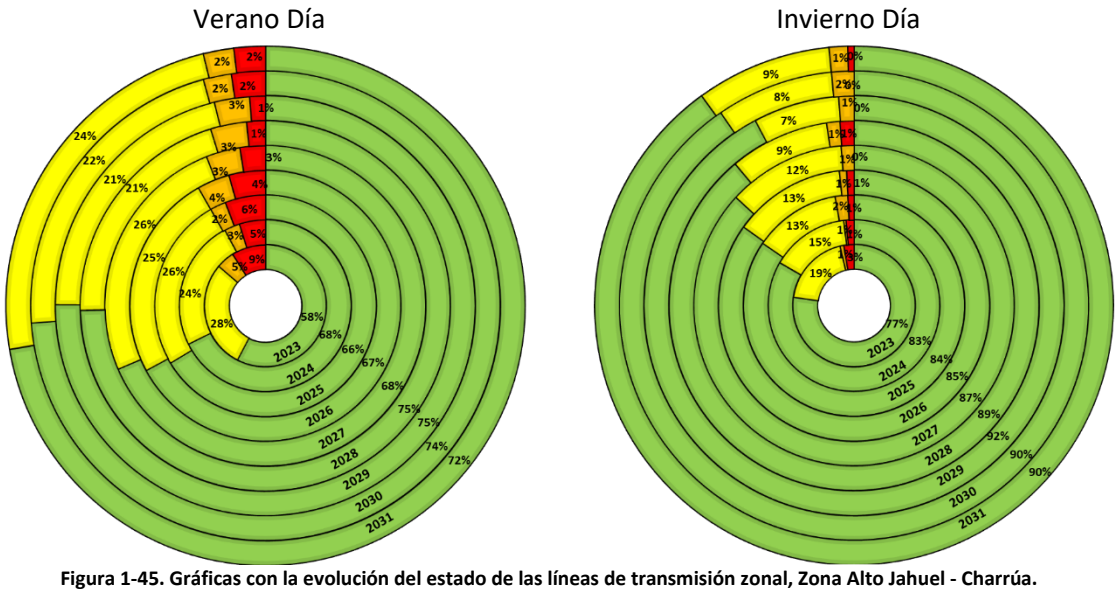

Figura 1-45. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Alto Jahuel - Charrúa.

Los resultados obtenidos indican que el escenario más exigente es el de verano día. En este escenario, se identifica que 5 líneas tienen niveles de carga superiores al 100%, mientras que otras 5 líneas tienen cargabilidades que superan el 85% de su capacidad nominal. Las líneas con cargabilidades superiores al 85% son:

- 1x66 kV Bajo Melipilla - Chocalán
- 1x66 kV Itahue - Tap Los Maquis C1

- 1x66 kV Las Arañas - El Peumo
- 1x66 kV Maule - San Miguel
- 1x66 kV Maule - Talca
- 1x154 kV Chillán - Tap Chillán
- 1x66 kV Itahue - Tap Los Maquis C2
- 1x66 kV Tap Los Maquis - Tap San Rafael
- 1x66 kV Tap Buenavista – Curicó
- 1x66 kV Fuentecilla -Las Cabras

De las líneas congestionadas se destaca la dificultad de abastecer la ciudad de Talca en el largo plazo, la cual se intensifica producto de las obras desiertas que estaban contempladas para el sector de Nirivilo.

1.6 DIAGNÓSTICO ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

1.6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

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

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

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

La Figura 1-46 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Charrúa - Chiloé.

Las principales obras de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la Figura 1-46 y Figura 1-47. De estas instalaciones, las características más relevantes son presentadas en la Tabla 1.74. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que actualmente se encuentran en operación, como de aquellas que se encuentran en construcción o ya han sido definidas mediante Decretos del Ministerio de Energía. A modo general, se puede indicar que estas instalaciones suman aproximadamente 3678 km de extensión, las que solo son energizadas en tensión de 220 kV, pese a que parte de estas líneas en un futuro contemplen estándar de 500 kV.

En lo que respecta al sistema zonal inmerso en el área y años de análisis, éste está compuesto por un total de 207 tramos de líneas de transmisión zonal, cuya extensión alcanza cerca de 2717 km con niveles de tensión de 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV, donde las líneas de 66 kV representan al 84% de los kilómetros de líneas de transmisión zonal (2107 km mediante 170 líneas). Se debe destacar que las líneas de transmisión de 66 kV del sistema comprendido en la región del Biobío son abastecidas tanto por líneas de 220 kV como de 154 kV, mientras que hacia el sur estas líneas son abastecidas solamente desde instalaciones de 220 kV. Las líneas de 66 kV son las encargadas de transportar la energía desde los puntos de inyección a los puntos de retiro, los cuales normalmente operan de forma radial o se enmallan en distancias cortas a pesar de que el sistema se encuentra unido desde la S/E Charrúa hasta Puerto Montt mediante líneas de 66 kV.

Figura 1-46. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Charrúa – Chiloé.

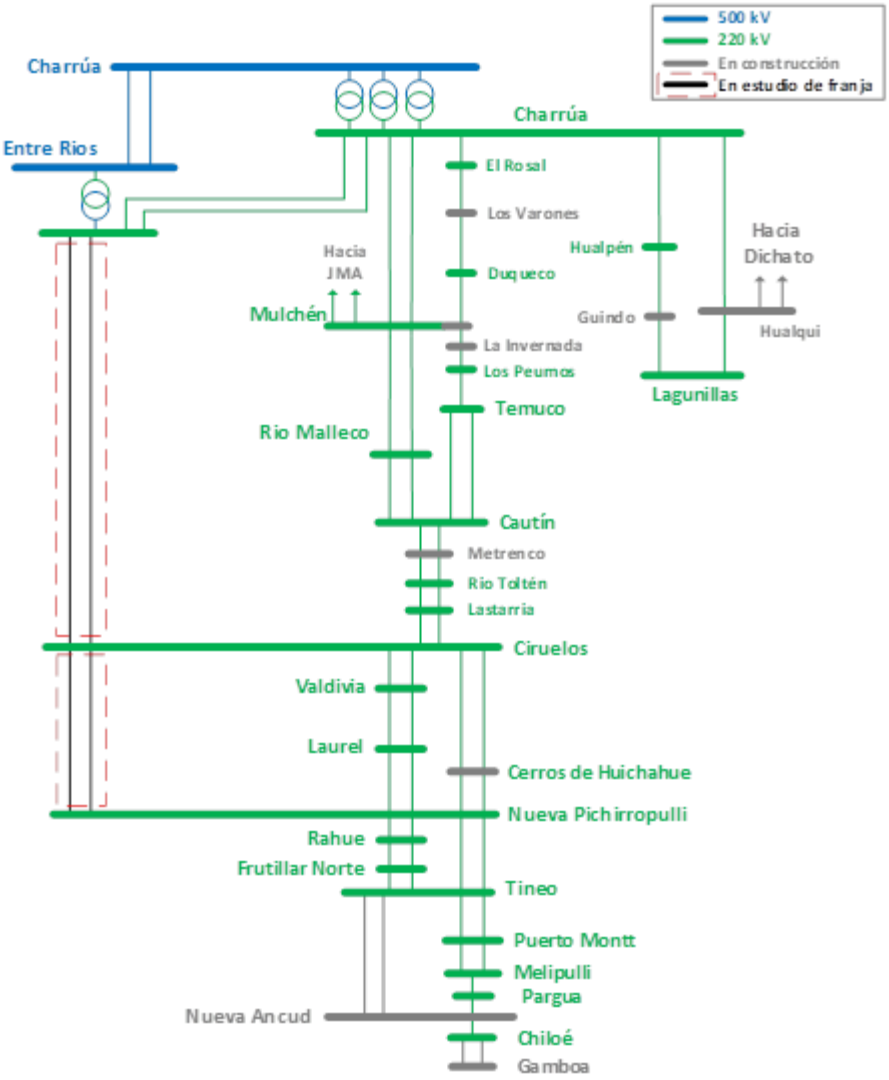

Figura 1-47. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Charrúa – Chiloé.

Tabla 1.74. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la 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

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
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 – Río Malleco	220	2	580	Existente
L. Río Malleco - 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

En la Figura 1-48 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio considerando las líneas existentes y las decretadas.

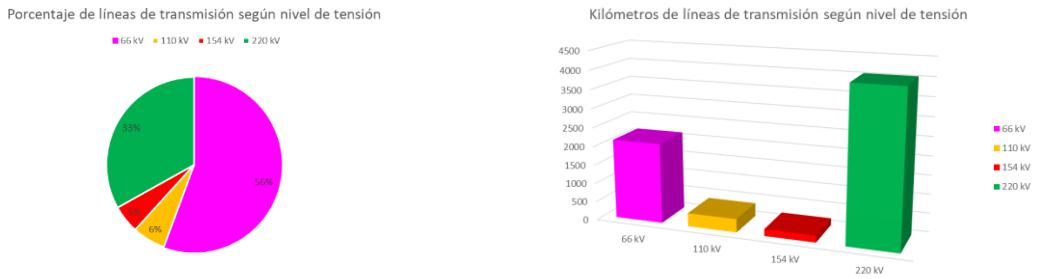

Figura 1-48. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Charrúa – Chiloé.

En la Figura 1-48, se aprecia el predominio de las líneas de 66 kV empleadas para abastecer las subestaciones primarias de distribución en la zona, las cuales se presentan de forma relevante en

todo el sistema, a excepción de la zona sur desde Puerto Montt hasta Chiloé, donde dichas subestaciones son abastecidas a través de instalaciones de 110 kV.

La zona bajo análisis cuenta con un total de 50 transformadores zonales de tres devanados existentes y decretados, los cuales cuentan con niveles de tensión en los lados de alta tensión de 220/154 kV, 220/110 kV, 220/66 kV y 154/66 kV. Las instalaciones de 154 kV son empleadas en la Región del Biobío mientras que la zona sur desde S/E Los Ángeles, es abastecida desde instalaciones de 220 kV que pertenecen al Sistema de Transmisión Nacional.

En la Figura 1-49 se presenta la cantidad de transformadores existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

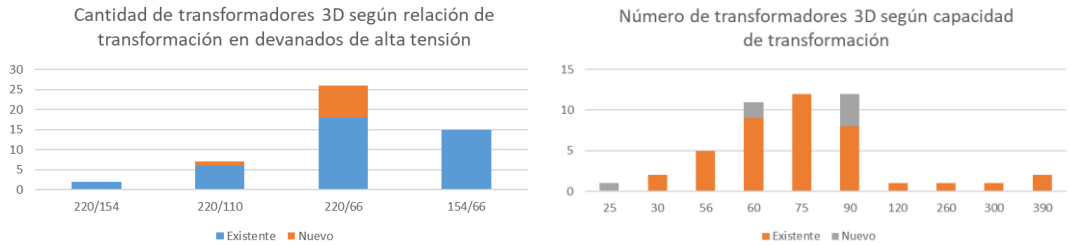

Figura 1-49. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Charrúa – Chiloé.

De la Figura 1-49 se observa que los transformadores nuevos poseen una razón de transformación 220/66 kV, donde 5 de ellos se encuentran ubicados en la zona comprendida entre Temuco y Puerto Montt, lo que evidencia las debilidades del sistema de la zona ya que todos ellos ingresan por motivos de suficiencia. Adicionalmente, existen nuevos proyectos en la región del Biobío, los cuales son necesarios para aseguras el abastecimiento de la demanda.

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

Respecto a los transformadores AT/MT, esta zona cuenta con 189 transformadores, existentes y decretados, de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 2,4 MVA hasta 60 MVA. La Figura 1-50 muestra la cantidad de transformadores 2D según su capacidad.

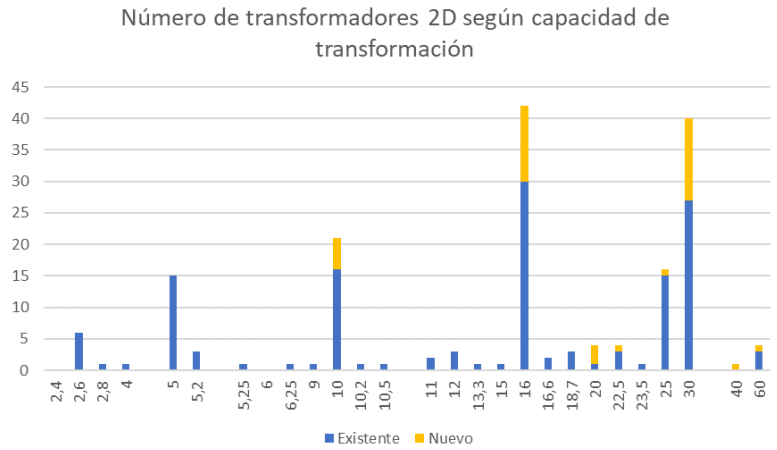

Figura 1-50. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Charrúa – Chiloé.

De la Figura 1-50 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.

Respecto a la demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal, en la Figura 1-51 se presenta la suma de las demandas máximas coincidentes zonales de la zona sur, lo cual permite contar un índice global de la demanda que se abastece en la zona sur por escenario.

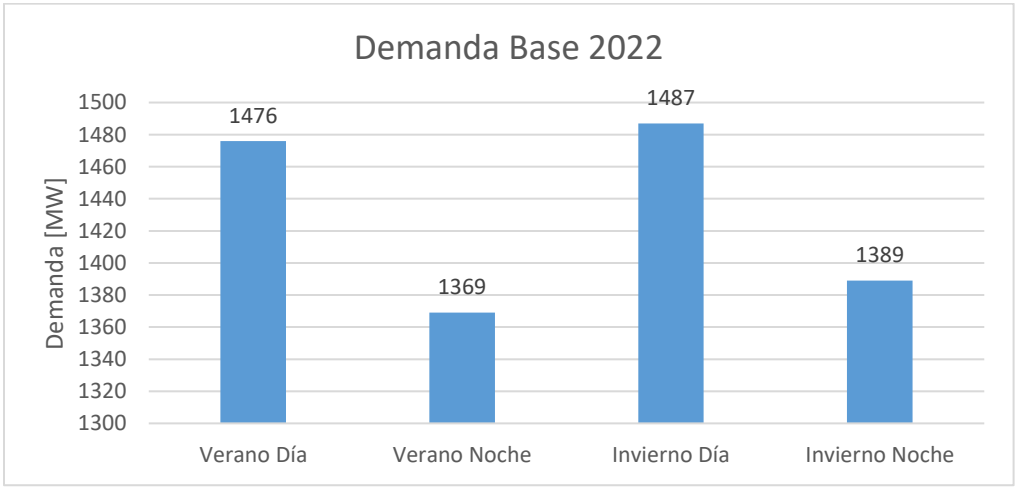

Figura 1-51. Suma de demandas máximas coincidentes de la zona sur por escenario 2022.

1.6.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Charrúa - Chiloé, se detectan 7 zonas que presentan comportamientos de temperatura distintos. Estas zonas presentan una conducta bastante similar en los periodos de invierno; no obstante, en los periodos de verano se aprecia una diferencia importante entre las zonas de la costa y las del interior. La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Tabla 1.75.

Tabla 1.75. Cuadro de temperaturas, zona Charrúa - Chiloé.

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

A continuación, mediante la Tabla 1.76 a la Tabla 1.82, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Charrúa - Chiloé, decretadas en los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020, DE N°185/2020 y DE N°185/2021, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 1.76. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Charrúa – Chiloé.

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Escenario
Proyecto Chiloé - Gamboa	Verano 2024
Nueva S/E Llanquihue 220 kV	Verano 2023
Ampliación en S/E Curacautín	Verano 2023
Ampliación en S/E El Avellano	Verano 2023
Ampliación en S/E Collipulli	Verano 2023
Ampliación en S/E Lautaro	Verano 2023
Nueva S/E Los Varones	Verano 2023

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Escenario
Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano	Verano 2024
Línea 2x66 kV Nueva Metrenco – Enlace Imperial	Verano 2026
Ampliación en S/E Nueva Valdivia	Verano 2024
S/E Nueva Metrenco 220/66 kV	Verano 2026
Nueva S/E Guindo 220/66 kV	Verano 2023
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte, Tendido del Primer Circuito	Verano 2024
Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi Energizada en 110 kV, Tendido del Primer Circuito	Verano 2027
NUEVA LÍNEA 2X66 KV HUALQUI – CHIGUAYANTE	Verano 2025

(*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se consideran dentro del horizonte de análisis.

Tabla 1.77. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018)	Escenario
Nuevo Transformador en S/E Los Ángeles	Verano 2023
Ampliación en S/E Lautaro	Verano 2023
Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Coronel – Horcones Segmento Tap Lota – Horcones	Verano 2023
Ampliación en S/E Negrete	Verano 2023
Ampliación en S/E Celulosa Laja	Verano 2024
Ampliación en S/E Laja	Verano 2023
Ampliación en S/E Valdivia	Verano 2023

Tabla 1.78. Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019)	Escenario
Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	Verano 2025

Tabla 1.79. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019)	Escenario
Ampliación en S/E Pumahue	Verano 2024
Ampliación en S/E Gorbea	Verano 2024
Ampliación en S/E Los Varones	Verano 2024
Aumento de capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	Verano 2024

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019)	Escenario
Ampliación en S/E Escuadrón	Verano 2024
Ampliación en S/E Victoria	Verano 2024
Ampliación en S/E Picarte	Verano 2024
Seccionamiento en S/E Santa Bárbara	Verano 2024
Ampliación en S/E Negrete	Verano 2024

Tabla 1.80. Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019)	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Ilque	Verano 2024

Tabla 1.81. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020)	Escenario
Ampliación en S/E Penco	Verano 2025
Ampliación en S/E Chiguayante	Verano 2025
Ampliación en S/E Laja	Verano 2025
Ampliación en S/E Traiguén	Verano 2025
Ampliación en S/E Temuco	Verano 2025
Ampliación en S/E Los Tambores	Verano 2025
Ampliación en S/E Alto Bonito	Verano 2025
Ampliación en S/E Castro	Verano 2025
Ampliación en S/E Puerto Varas	Verano 2025
Ampliación en S/E Pucón	Verano 2025
Ampliación en S/E Angol	Verano 2025

Tabla 1.82. Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020)	Escenario
Nueva S/E Epuleufú	Verano 2026
Nueva línea 1x66 kV Angol – Epuleufú	Verano 2026

Tabla 1.83. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Escenario
Ampliación en S/E Perales	Verano 2026
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas	Desierta
Ampliación en S/E Santa Bárbara	Verano 2026
Ampliación en S/E Panguipulli	Verano 2026
Ampliación en S/E Los Lagos	Verano 2026
Ampliación en S/E Pichirropulli	Verano 2026

Tabla 1.84. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 4/11/2022), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Escenario
Ampliación en S/E Paillaco	Verano 2027
Ampliación en S/E Dalcahue	Verano 2027

En la Tabla 1.85 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 1.85. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Charrúa – Chiloé.

Proyecto	Escenario	Resolución
Sistema de Almacenamiento S/E Nueva Imperial	Verano 2025	RE N°657 25/08/2022

En la Tabla 86 se muestran las obras establecidas en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2022. Cabe destacar que las obras que hayan sido eliminadas en base al Dictamen Final del Panel de Expertos no serán consideradas para el informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2024.

Tabla 86. Obras establecidas a través del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2022.

ITF Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022	Escenario
Nueva S/E Claudio Arrau	Verano 2030
Nueva S/E Talcahuano Sur	Verano 2029
Nueva S/E Schwager	Verano 2030
Nueva S/E Rukapillán y nueva línea 2x110 kV Calafquén - Rukapillán	Verano 2030
Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillán y 1x66 kV Padre Pancho - Pucón	Verano 2030
Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén	Verano 2030
Nueva S/E Reloncaví	Verano 2030
Nueva S/E Patagual	Verano 2030
Ampliación en S/E Andalién (NTR ATMT)	Verano 2029
Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT)	Verano 2029
Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT)	Verano 2030
Ampliación en S/E Purranque (NTR ATMT)	Verano 2029
Ampliación en S/E Ancud (NTR ATMT)	Verano 2029
Ampliación en S/E Villarrica	Verano 2029

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan 12 subzonas a las cuales se obtienen las demandas máximas coincidentes para los cuatro casos analizados, las fechas son detalladas en la Tabla 1.87.

Tabla 1.87. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Charrúa – Chiloé.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Zona Concepción	2022-10-19 14:00:00	2022-10-19 21:00:00	2022-07-14 14:00:00	2022-08-08 19:00:00
Zona Los Ángeles	2022-01-07 16:00:00	2022-01-07 19:00:00	2022-06-03 11:00:00	2022-08-15 19:00:00
Zona Cabrero	2022-12-16 13:00:00	2022-10-02 20:00:00	2022-07-31 18:00:00	2022-07-31 19:00:00
Zona Los Peumos	2022-01-27 16:00:00	2022-01-26 22:00:00	2022-06-14 11:00:00	2022-06-01 19:00:00
Zona Temuco	2022-10-07 14:00:00	2022-10-07 21:00:00	2022-07-06 13:00:00	2022-08-16 19:00:00
Zona Alto Bonito	2022-01-26 11:00:00	2022-01-26 22:00:00	2022-08-26 10:00:00	2022-08-25 23:00:00
Zona B. blanco - Varas	2022-01-28 16:00:00	2022-01-27 22:00:00	2022-04-25 11:00:00	2022-06-25 19:00:00
Zona Chiloé	2022-12-02 12:00:00	2022-12-21 22:00:00	2022-07-27 11:00:00	2022-07-28 23:00:00
Zona Pargua	2022-11-28 12:00:00	2022-11-09 21:00:00	2022-09-07 13:00:00	2022-09-27 23:00:00
Zona Valdivia	2022-10-13 11:00:00	2022-10-11 20:00:00	2022-07-19 15:00:00	2022-06-01 19:00:00
Zona Osorno	2022-01-28 14:00:00	2022-01-27 22:00:00	2022-09-20 16:00:00	2022-09-07 19:00:00
Melipulli	2022-10-11 12:00:00	2022-10-03 20:00:00	2022-08-10 11:00:00	2022-08-03 19:00:00

1.6.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2023 presenta 1 transformador sobrecargados y otros 15 ostentan un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentran bajo el 85% de su capacidad. La Figura 1-52 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 hasta el año 2031 (año 2022 al interior), donde los estados corresponden a:

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

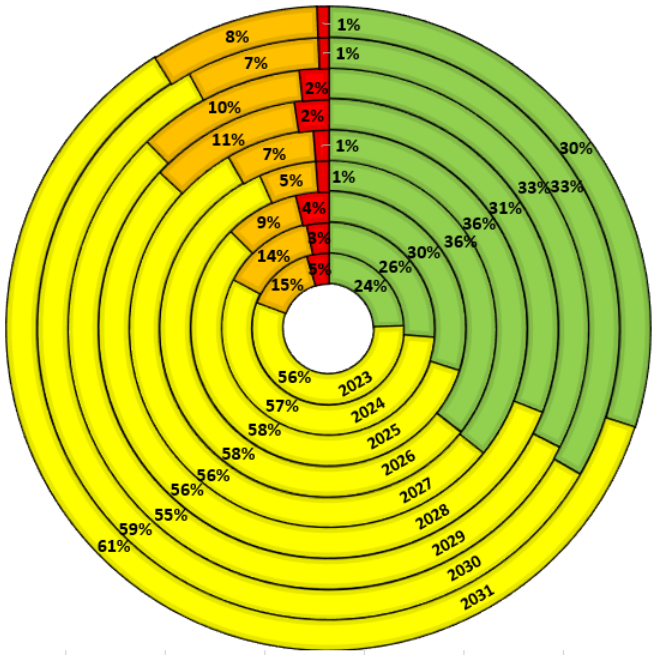

Figura 1-52. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.

El análisis de la Figura 1-52 permite observar que:

- Al año 2023 el 20% de los transformadores presentan episodios en los cuales se cargan sobre el 85% de su capacidad nominal, mientras que un 80% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos no supera tal límite. De la misma figura, se observa que al paso de los años la cantidad de transformadores sobrecargados o con altos niveles de cargabilidad van disminuyendo, lo cual se debe a las obras futuras contempladas para la zona.

- Al último año analizado (2031) se aprecia que un transformador presenta una cargabilidad por sobre el 100% de su capacidad y 15 transformadores tienen niveles de cargabilidad por sobre al 85%. Sin embargo, se estima que sólo tres de ellos se encuentran en un estado crítico, ya que la cargabilidad de los otros transformadores puede ser abordada con traspasos de carga.

- En la Tabla 88 se muestra el listado de transformadores AT/MT que presentan una cargabilidad mayor al 85% en el último año de análisis.

Tabla 88. – Transformadores con cargabilidades mayores al 85% durante el periodo 2023 - 2031

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2 (86% al año 2031)
CALBUCO 115/69/24KV 16MVA (87% al año 2031)
CANETE 69/24KV 16MVA (96% al año 2031)
CARAMPANGUE 66/23KV 10MVA (91% al año 2031)
CHIVILCAN 66/15KV 25MVA 2 (97% al año 2031)
CHIVILCAN 66/15KV 30MVA 1 (97% al año 2031)
CHIVILCAN 66/15KV 22.5MVA 3 (92% al año 2031)
LAS ENCINAS 66/15KV 25MVA 2 (86% al año 2031)
LAUTARO 66/15KV 5.25MVA (91% al año 2031)
LEBU 66/13.2 KV 8-10 MVA T1 (93% al año 2031)
LONCOCHE 66/24KV 10MVA 1 (108% al año 2031)
LOS NEGROS 66/24KV 5MVA (93% al año 2031)
MANSO DE VELASCO 66/15KV 22.5 MVA (89% al año 2031)
MANSO DE VELASCO 69/15KV 25MVA 1 (94% al año 2031)
PICHIL 66/23KV 16MVA (90% al año 2031)
PITRUFQUEN 69/15KV 10MVA (86% al año 2031)

1.6.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 47 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los dos escenarios de análisis (verano día e invierno noche). En la Figura 1-53 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 (círculos interiores) hasta el 2031 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

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

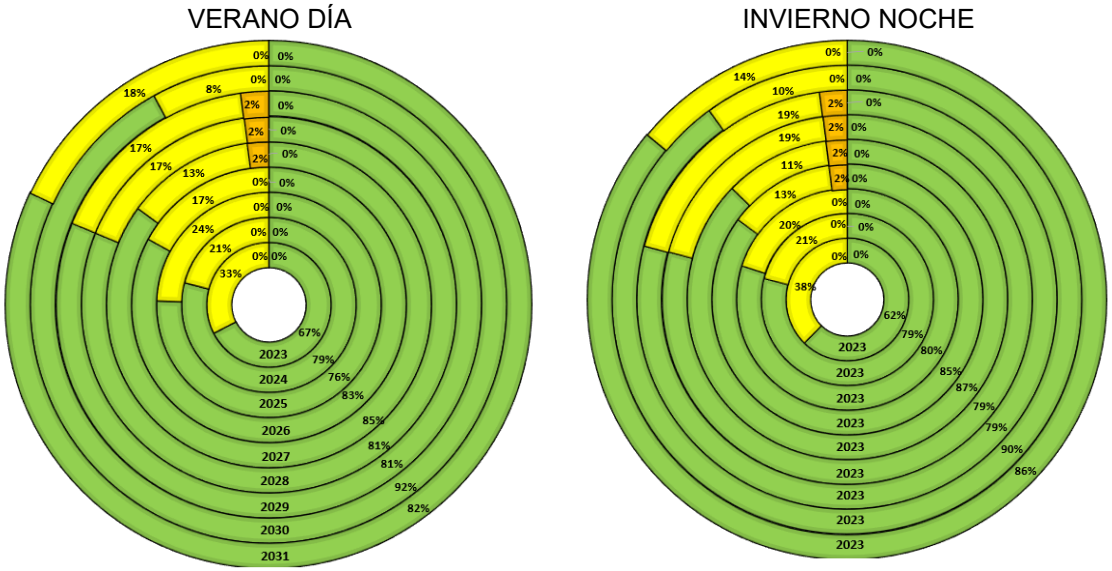

Figura 1-53. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Charrúa – Chiloé.

En particular, no se evidencian transformadores con problemas de capacidad de transformación en el futuro. Lo anterior en vista de que para esta zona se están desarrollando las obras necesarias para evitar congestiones en el mediano plazo.

1.6.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 207 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas líneas de la zona, siendo estas evaluadas en los dos escenarios de análisis (verano día e invierno noche). La Figura 1-54 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

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

Se observa que ambos periodos muestran comportamientos similares, siendo el escenario de verano día el más exigido en los primeros años, pero mitigando estas sobrecargas debido a la entrada de nuevas obras en la zona de Concepción para el año 2030. Sin embargo, al final del horizonte el escenario invierno noche resulta ser más crítico, teniendo un 2% de las líneas con cargabilidades mayores al 85%.

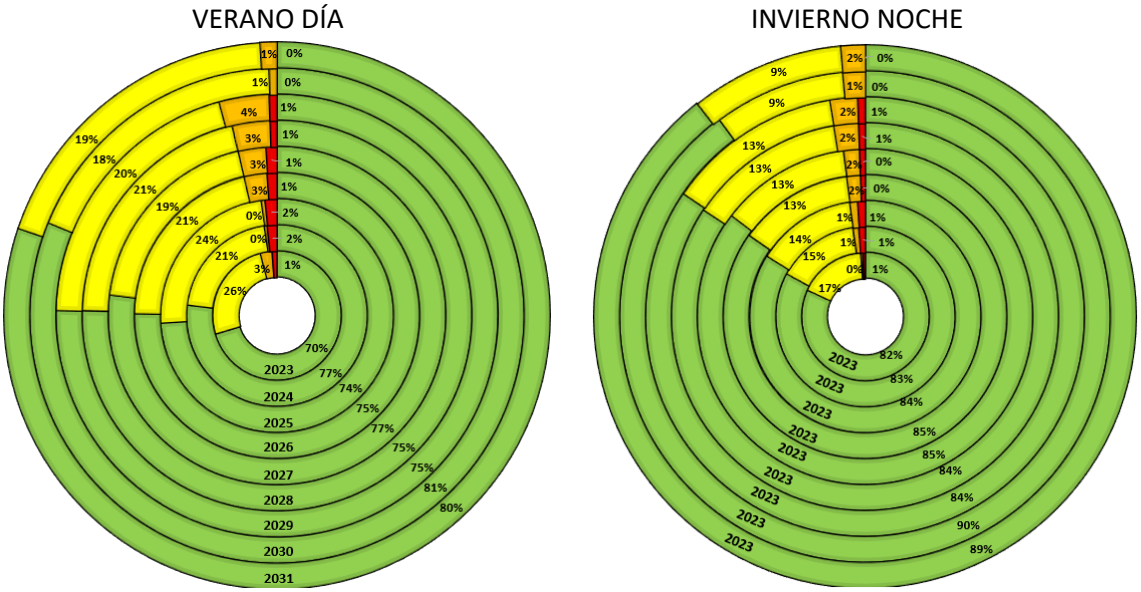

Figura 1-54. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Charrúa – Chiloé.

En la Tabla 89 y en la Tabla 90 se muestran las líneas sobrecargadas para los escenarios invierno noche y verano día, respectivamente. Se observa que para el primero se identifica sobrecargas para la zona de Curanilahue que a su vez alimenta hacia las S/E Tres Pinos, Lebu y Cañete. Por otro lado, para el escenario verano día se observa una sobre carga para la zona de Chiloé a través de la línea Chonchi – Quellón 110 kV. Por último, para ambos escenarios se registra una sobrecarga al final del horizonte de estudio para la línea Imperial – Las Violetas 66 kV.

Tabla 89. – Líneas sobrecargadas al final del horizonte escenario Invierno Noche

Listado de líneas sobrecargados en el horizonte de análisis escenario Invierno Noche
Curanilahue – Curanilahue Norte 66 kV (97% al año 2031)
Curanilahue Norte – Carampangue Sur 66 kV (97% al año 2031)
Imperial – Las Violetas 66 kV (91% al año 2031)

Tabla 90.- Líneas sobrecargadas al final del horizonte escenario Verano Día

Listado de líneas sobrecargados en el horizonte de análisis escenario Verano Día
Chonchi - Quellón 110 kV (88% al año 2031)
Imperial – Las Violetas 66 kV (86% al año 2031)

1.6.6 SENSIBILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza un análisis de sensibilidad adicional, considerando la salida de una línea de transmisión en la zona de Concepción, incluyendo la transferencia de carga al circuito sin falla de acuerdo con lo siguiente:

1. Falla en Cto 1 Línea 154 kV Concepción – San Vicente, traspaso carga al Cto 2 154 kV Concepción – San Vicente.
2. Falla en Cto 1 Línea 66 kV Concepción – Andalién, traspaso carga al Cto 2 Línea 66 kV Concepción – Andalién.
3. Falla en Cto 1 Línea 66 kV Concepción – Ejército, traspaso carga al Cto 2 Línea 66 kV Concepción – Ejército.

Tanto para el caso 1 como el caso 3 no se encontraron cargabilidades sobre el 100% en ninguno de los dos escenarios estudiados. Por otro lado, para el caso 2, al estudiar un escenario donde la S/E Andalién solo fuera alimentada desde la S/E Concepción, se encontró una sobrecarga para el circuito 2 de la línea 66 kV Concepción – Andalién para el escenario Verano Día 2031 (103%) e Invierno Noche 2023 (117%) y 2031 (145%). Sin embargo, al considerar la conexión entre la S/E Andalién y S/E Alonso de Ribera a través de la línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Andalién, la sobrecarga en el circuito 2 de la línea 66 kV Concepción – Andalién se ve mitigada.