

DIAGNÓSTICO DEL USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2024

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
Cesar Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cristóbal Guzmán F.	Ingeniero de Estándares y Normativa
Felipe Ruiz V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

DISTRIBUCIÓN

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

INDICE DE FIGURAS.....	4
INDICE DE TABLAS	7
ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	8
RESUMEN EJECUTIVO	9
INTRODUCCIÓN	16
1 OBJETIVOS	19
2 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS	21
2.1 DEMANDA	21
2.2 OFERTA	22
3 DIAGNÓSTICO	27
3.1 DIAGNÓSTICO GLOBAL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	27
3.2 DIAGNÓSTICO ZONAL ARICA – DIEGO DE ALMAGRO	55
3.3 DIAGNÓSTICO ZONAL DIEGO DE ALMAGRO - QUILLOTA.....	58
3.4 DIAGNÓSTICO ZONAL QUINTA REGIÓN.....	61
3.5 DIAGNÓSTICO ZONAL REGIÓN METROPOLITANA.....	65
3.6 DIAGNÓSTICO ZONAL ALTO JAHUEL – CHARRÚA	70
3.7 DIAGNÓSTICO ZONAL CHARRÚA – CHILOÉ.....	73
4 APÉNDICE	77
4.1 APÉNDICE I – USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	77
4.2 APÉNDICE II – METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL DIAGNÓSTICO	77
4.3 APÉNDICE III – ANÁLISIS DIAGNÓSTICO ZONAL	77
4.4 APÉNDICE IV – BASES DE DATOS Y RESULTADOS.ZIP	77

INDICE DE FIGURAS

Figura 0-1. Cantidad de líneas con algún grado de congestión por zona, escenario y año.....	11
Figura 0-2. Recorte de ERV en GWh para los años 2025, 2030 y 2035 en las zonas críticas del SEN.	13
Figura 0-3. Evolución del estado de líneas de transmisión	14
Figura 0-4. Evolución del estado de los transformadores AT/AT.	14
Figura 0-5. Evolución del estado de los transformadores AT/MT.....	15
Figura 1-1 Cronograma reestructuración proceso PET 2024.....	19
Figura 2-1. Metodología de previsión de la demanda eléctrica.	21
Figura 2-2. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario medio). 21	
Figura 2-3. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario alto). ...	21
Figura 2-4. Matriz de generación, Escenario A.....	25
Figura 2-5. Matriz de generación, Escenario D.....	25
Figura 2-6. Proyectos en Acceso Abierto.....	26
Figura 3-1. Descripción de los supuestos utilizados en la elaboración de la base de datos para simulaciones PLP.....	27
Figura 3-2. Capacidad instalada de generación del SEN año 2023.....	28
Figura 3-3. Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Arica y Los Changos para escenarios A y D, respectivamente.....	29
Figura 3-4. Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Los Changos y Polpaico para escenarios A y D, respectivamente.....	30
Figura 3-5. Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos para escenarios A y D, respectivamente.....	33
Figura 3-6. Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Ciruelos y Ancud para escenarios A y D, respectivamente.	35
Figura 3-7. Vertimiento por zona en el SEN, Escenarios A y D.....	37
Figura 3-8. Costo marginal promedio anual, en horario diurno e hidrología media, escenario A. ...	38
Figura 3-9. Costo marginal promedio anual, en horario diurno e hidrología media, escenario D. ...	38
Figura 3-10. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno e hidrología media, escenario A.	39
Figura 3-11. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno e hidrología media, escenario D.	39
Figura 3-12. Uso esperado tramo HVDC Kimal - Lo Aguirre, Esc. A.....	40
Figura 3-13. Uso esperado tramo HVDC Kimal - Lo Aguirre, Esc. D.	40
Figura 3-14. Uso esperado tramo Kimal 500/220 kV.....	41
Figura 3-15. Uso esperado tramo Kimal 500/220 kV.....	41
Figura 3-16. Uso esperado tramo 220 kV Nueva Chuquicamata - Kimal, Esc. A.	41
Figura 3-17. Uso esperado tramo 220 kV Nueva Chuquicamata - Kimal, Esc. D.	41
Figura 3-18. Uso esperado tramo Parinas 500/220 kV, Esc. A.	42
Figura 3-19. Uso esperado tramo Parinas 500/220 kV, Esc. D.	42
Figura 3-20. Uso esperado tramo 500 kV Parinas – Los Changos, Esc. A.....	42
Figura 3-21. Uso esperado tramo 500 kV Llullaillaco – Parinas, Esc. A.	42

Figura 3-22. Uso esperado tramo 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Nueva Maitencillo, Esc. A.	43
Figura 3-23. Uso esperado tramo 500 kV Polpaico – Nueva Pan de Azúcar, Esc. A.	43
Figura 3-24. Uso esperado tramo Nueva Maitencillo 500/220 kV, Esc. A.	44
Figura 3-25. Uso esperado tramo 200 kV Pan de Azúcar – Don Héctor, Esc. A.	44
Figura 3-26. Uso esperado tramo 220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Colorada, Esc. A.	44
Figura 3-27. Uso esperado tramo 220 kV Las Palmas – Punta Sierra (Previo a obra de sistema de control de flujos en 220 kV), Esc. A.	44
Figura 3-28. Uso esperado tramo 220 kV Los Vilos – Las Palmas, Esc. A.	45
Figura 3-29. Uso esperado tramo 220 kV Quillota – Nogales, Esc. A.	45
Figura 3-30. Uso esperado tramo 220 kV Lampa – Polpaico, Esc. A.	45
Figura 3-31. Uso esperado tramo 500 kV Lampa – Polpaico, Esc. D.	45
Figura 3-32. Uso esperado tramo Polpaico 500/220 kV, Esc. A.	46
Figura 3-33. Uso esperado tramo Alto Jahuel 500/220 kV, Esc. A.	46
Figura 3-34. Uso esperado tramo Polpaico 500/220 kV, Esc. D.	46
Figura 3-35. Uso esperado tramo Lo Aguirre 500/220 kV, Esc. D.	47
Figura 3-36. Uso esperado tramo Alto Jahuel 500/220 kV, Esc. D.	47
Figura 3-37. Uso esperado tramo 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, Esc. A.	47
Figura 3-38. Uso esperado tramo 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, Esc. D.	47
Figura 3-39. Uso esperado tramo 220 kV Mataquito – Itahue, Esc. A.	48
Figura 3-40. Uso esperado tramo 220 kV Nirivilo – Mataquito, Esc. A.	48
Figura 3-41. Uso esperado tramo 220 kV Nueva Cauquenes – Nirivilo, Esc. A.	49
Figura 3-42. Uso esperado tramo 220 kV Dichato – Nueva Cauquenes, Esc. A.	49
Figura 3-43. Uso esperado tramo 220 kV Hualqui – Dichato, Esc. A.	49
Figura 3-44. Uso esperado tramo 220 kV Hualqui – Charrúa, Esc. A.	49
Figura 3-45. Uso esperado tramo 220 kV Charrúa – Santa Clara, Esc. A.	50
Figura 3-46. Uso esperado tramo 220 kV Charrúa – Santa Clara, Esc. D.	50
Figura 3-47. Uso esperado tramo 220 kV Los Notros - Mulchén, Esc. A.	51
Figura 3-48. Uso esperado tramo 220 kV Mulchén - Digüeñes, Esc. A.	51
Figura 3-49. Uso esperado tramo 220 kV Digüeñes - Los Notros, Esc. A.	51
Figura 3-50. Uso esperado tramo 220 kV Mulchén - Digüeñes, Esc. D.	51
Figura 3-51. Uso esperado tramo 220 kV Digüeñes - Los Notros, Esc. D.	51
Figura 3-52. Uso esperado tramo Digüeñes 500/220 kV, Esc. A.	52
Figura 3-53. Uso esperado tramo Digüeñes 500/220 kV, Esc. D.	52
Figura 3-54. Uso esperado tramo 220 kV Valdivia - El Laurel, Esc. A.	53
Figura 3-55. Uso esperado tramo 220 kV Valdivia – El Laurel, Esc. D.	53
Figura 3-56. Uso esperado tramo 220 kV Rahue – Frutillar Norte, Esc. A.	53
Figura 3-57. Uso esperado tramo 220 kV Rahue – Frutillar Norte, Esc. D.	53
Figura 3-58. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Arica – Diego de Almagro.	56
Figura 3-59. Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Arica – Diego de Almagro.	57
Figura 3-60. Evolución del estado de líneas de los transformadores AT/AT, Zona Arica – Diego de Almagro.	57
Figura 3-61. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Diego de Almagro – Quillota.	59

Figura 3-62. Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Diego de Almagro – Quillota.	60
Figura 3-63. Evolución del estado de líneas de los transformadores AT/AT, Zona Diego de Almagro – Quillota.	60
Figura 3-64. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Quinta.	62
Figura 3-65. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Quinta.	63
Figura 3-66. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Quinta.	63
Figura 3-67. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Región Metropolitana.	66
Figura 3-68. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana (Verano Día).	67
Figura 3-69. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana (Invierno Día).	67
Figura 3-70. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa.	71
Figura 3-71. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Alto Jahuel - Charrúa.	72
Figura 3-72. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Alto Jahuel - Charrúa.	72
Figura 3-73. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.	74
Figura 3-74. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Charrúa – Chiloé.	76
Figura 3-75. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Charrúa – Chiloé.	76

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Escenarios considerados para plan de obras de generación 2022.	24
Tabla 3.1. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Arica y Los Chángos en horario diurno.	29
Tabla 3.2. Probabilidad de congestión esperada en horario diurno entre SS/EE Arica y Los Chángos en horario nocturno.	30
Tabla 3.3. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Los Chángos y Polpaico en horario diurno.	31
Tabla 3.4. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Los Chángos y Polpaico en horario nocturno.	32
Tabla 3.5. Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario diurno.	33
Tabla 3.6. Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario nocturno.	34
Tabla 3.7. Potenciales congestiones entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario diurno.	36
Tabla 3.8. Potenciales congestiones entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario nocturno.	36
Tabla 3.9. Límite térmico y N-1 luego de las obras de expansión en 220 kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar.	43
Tabla 3.10. Año de congestión en tramos de transformación 500/220 kV de la Región Metropolitana.	46
Tabla 3.11. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Arica – Diego de Almagro. ...	55
Tabla 3.12. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Diego de Almagro – Quillota.	58
Tabla 3.13. Escenarios considerados para plan de obras de generación 2022.	61
Tabla 3.14. Cantidad de elementos de transmisión evaluados en la Región Metropolitana.	65
Tabla 3.15. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Alto Jahuel – Charrúa al año 2031.	70
Tabla 3.16. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona sur.	73

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

BESS:	Battery Energy Storage System
Coordinador:	Coordinador Eléctrico Nacional.
CNE:	Comisión Nacional de Energía.
Ley o LGSE:	Ley General de Servicios Eléctricos.
NTSyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
PELP:	Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo.
PET:	Propuesta de Expansión de Transmisión.
PMGD:	Pequeños medios de generación distribuida.
PLP:	Software de optimización de la programación de largo plazo.
Reglamento:	Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.
SAC:	Solicitud de Autorización de Conexión.
SUCTD:	Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional.
STN:	Sistema de Transmisión Nacional.
STZ:	Sistema de Transmisión Zonal.
H2V:	Hidrógeno Verde.

RESUMEN EJECUTIVO

Durante el presente año el equipo del Coordinador ha realizado un trabajo colaborativo con la industria, a través de nueve asociaciones gremiales, con el fin de mejorar la Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión 2024 y el proceso de planificación realizado. Esta colaboración se inició el 7 de junio de 2023 mediante un taller con todas las asociaciones y, posteriormente, entre los meses de agosto y septiembre se realizaron talleres de trabajo con cada uno de los gremios y sus asociados. En dichas sesiones se abordaron, entre otros, el diagnóstico de los sistemas de transmisión, análisis crítico del proceso de planificación, requerimientos de gremios y posibles de alternativas de expansión de transmisión.

El diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión entrega a la industria un análisis sobre la evolución de los flujos de potencia a través del sistema de transmisión nacional y zonal para el mediano y largo plazo, entregando una señal del desarrollo esperado del SEN tanto en generación como en transmisión. El diagnóstico considera la proyección de la demanda eléctrica y los posibles escenarios de desarrollo del parque generador, así como las instalaciones existentes, declaradas en construcción y aquellas con avance en su desarrollo, como también aquellos proyectos en fases avanzadas de su etapa de Acceso Abierto que podrían tener incidencia en los requerimientos de nueva infraestructura en el sistema eléctrico.

La proyección de demanda se basa en un modelo econométrico, con las principales variables socioeconómicas, y encuestas aplicadas tanto a clientes zonales como grandes clientes industriales. Como resultado de este ejercicio, se estima un crecimiento de demanda promedio anual del SEN de entre 2,0% y 2,3% en los escenarios de demanda media y alta respectivamente, en el período 2023 - 2043.

Si bien se espera un amplio desarrollo de la industria H2V en el país, a la fecha no se cuenta con información de puntos de conexión y demanda probable, además de la posibilidad que varios de estos proyectos se materialicen con una conexión Off-Grid. Es por ello por lo que, al cierre de las proyecciones del presente ejercicio de diagnóstico, no se han incluido proyectos H2V. Sin perjuicio de ello, se está realizando un levantamiento de información con el Ministerio de Energía para el desarrollo de un escenario específico de H2V, que permitirá el desarrollo de sensibilidades particulares al desarrollo de esta industria, las que serán incorporadas en el informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2024.

Los escenarios de expansión del parque generador son construidos a través de un proceso de co-optimización de inversiones de generación y transmisión, con redes reducidas, con el fin de dar

cuenta de posibles desarrollos del parque generador en un contexto de mercado competitivo ante distintos escenarios de proyección de variables relevantes. En concordancia con lo realizado en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023, el proceso de optimización de inversión considera 5 posibles escenarios futuros de expansión de las centrales de generación, siendo dos de estos escenarios, A y D, adaptados con proyectos en fase avanzada de Acceso Abierto, aportando la visión de la industria, y, además, considerando un retiro de las centrales a carbón al año 2030.

El análisis del sistema de transmisión nacional deja en evidencia que, considerando los supuestos utilizados para proyectar la demanda y la generación, se observa un potencial desarrollo de la generación desde el norte hasta la región del Maule (8.1 GW escenario A y 10.0 GW escenario D) y en las regiones desde Ñuble al sur (3.8 GW escenario A y 4.0 GW escenario D), destacando las tecnologías Eólica, Solar FV y almacenamiento hacia el final del horizonte contemplado (año 2043). Con respecto al almacenamiento mediante equipos BESS, se espera la conexión de hasta 2,2 GW de sistemas de BESS localizados principalmente en el Norte Grande, con autonomías de entre 2 y 6 horas.

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

El análisis del uso de las instalaciones del sistema de transmisión nacional considera la instalación de hasta 2,7 GW en almacenamiento en el Norte Grande. Este almacenamiento es principalmente BESS que actúan como complemento a las centrales de ERV en la zona, lo que ayuda a evitar o reducir congestiones directas en el Norte Grande del SEN. A pesar de estas medidas, algunas congestiones persisten, como el tramo 220 kV Andes – Likanantai, que podrían experimentar congestiones de hasta el 18% de las horas anuales durante los años del horizonte, o el tramo 220 kV Nueva Chuquicamata – Kimal, que muestra potenciales congestiones desde 2027 y alcanzando hasta el 6% de las horas anuales al final del horizonte. También se anticipan potenciales congestiones en instalaciones que aún no están en operación, como la Subestación Parinas 500/220 kV y el tramo seccionado 2x500 kV Parinas – Los Changos, que podrían experimentar niveles de congestión en su año de entrada en operación, llegando hasta el 8% y el 5% de las horas anuales a largo plazo.

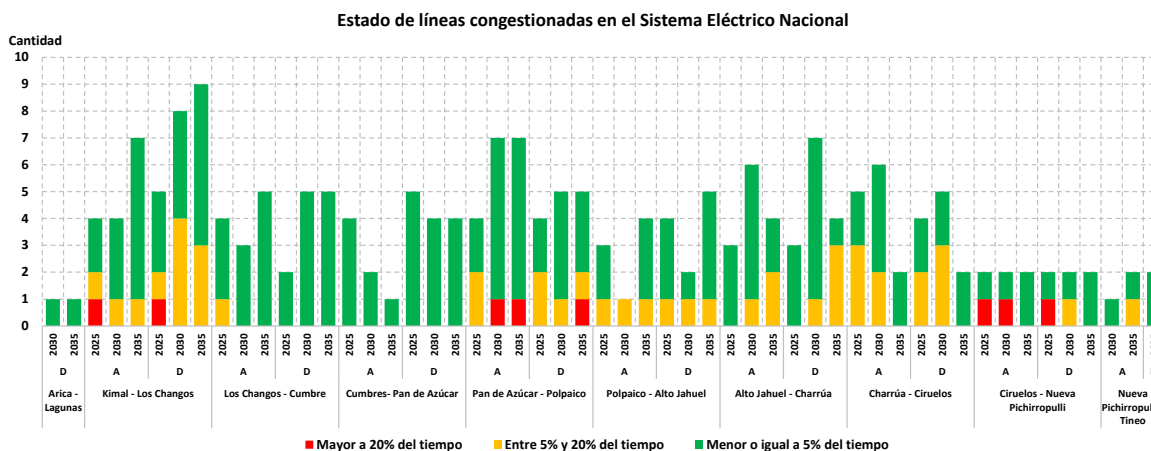


Figura 0-1. Cantidad de líneas con algún grado de congestión por zona, escenario y año.

La figura anterior muestra el análisis de la cantidad de líneas con probabilidad de congestión, para el total de horas anuales. Es importante mencionar que, en el cuerpo del informe, se presenta la separación de la probabilidad esperada en horarios diurno y nocturno, lo cual permite identificar el origen de las congestiones.

En cuanto a la conexión del norte con el centro del país, los resultados no muestran congestión de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre de norte a sur en ambos escenarios. Por otra parte, se observan congestiones que llegan hasta el 12% de las horas anuales en el tramo 2x500 kV Pan de Azúcar – Polpaico hasta el año 2029. Estas congestiones disminuyen con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre y con un aumento de la capacidad de transferencia por el sistema de 500 kV entre Parinas – Seccionadora Lo Aguirre. No se anticipa que las congestiones en el tramo 2x500 kV Pan de Azúcar – Polpaico superen el 15% de las horas anuales en horario diurno hasta 2038.

En la zona central del país se detecta congestiones en la línea 2x220 kV Lampa – Polpaico, así como también flujos de potencia que exceden los límites de seguridad de los bancos de autotransformadores 500/220 kV en la Región Metropolitana. Algunos de estos autotransformadores perderían su capacidad de operar bajo su capacidad nominal entre los años 2035 y 2042.

En el horizonte de análisis se identifican posibles congestiones en los 4 circuitos del tramo 500 kV entre las Subestaciones Ancoa y Alto Jahuel, las cuales son mitigadas en parte por el CER en S/E Maipo, con puesta en servicio prevista en el año 2025.

En la zona sur del país, se observan congestiones asociadas al aumento esperado de la capacidad instalada de nuevas centrales eólicas. Entre los tramos que ven alcanzadas sus capacidades máximas destacan aquellos tramos de 500 kV entre las subestaciones Ancoa y Charrúa, dados los flujos en dirección sur - norte, llegando a probabilidades de congestión del 12% del tiempo en horario nocturno. Adicionalmente, se proyectan congestiones en las líneas de 220 kV que conforman el corredor entre las SS/EE Mulchén y Charrúa. Por último, en el extremo sur del SEN se identifican congestiones en los tramos en 220 kV entre las SS/EE Ciruelos y Nueva Pichirropulli¹ y el tramo 220 kV Rahue – Frutillar Norte, con probabilidades de congestión de hasta el 41% del tiempo en horario nocturno.

Es importante señalar que el presente estudio considera las fechas de entrada en servicio de las obras definidas a partir de los decretos de adjudicación. En particular, los proyectos “Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre” y “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos-Cautín” presentan un retraso de casi 2 años, cuyo efecto en congestiones se encuentra parcialmente incorporado.

El nivel de recorte de ERV observado refleja la naturaleza del SEN, cuyos potenciales de generación ERV están distantes de los grandes centros de consumo. A nivel sistémico, y dado el tren de desarrollo y entrada en operación de proyectos que se han previstos para los próximos años, se proyecta que el recorte de ERV podría alcanzar aproximadamente 9 TWh al año 2025, 12 TWh al año 2030 y entre 7 y 10 TWh en el año 2035. La Figura 0-2 muestra el potencial de recortes de ERV que podrían ocurrir en las principales zonas del SEN.

¹ La empresa ENEL Generación Chile ha informado la potencial instalación de un sistema de almacenamiento en la zona sur para mejorar las condiciones operativas durante la ejecución de los trabajos de cambio de conductor del tramo 2x220 Ciruelos – Cautín. A la fecha, no se ha confirmado la ejecución de esa obra. Cabe destacar que la modelación no incluye la indisponibilidad de un circuito de la línea 220 kV durante la ejecución de los trabajos, ya que el objetivo del diagnóstico es identificar qué expansiones se requieren en el sistema de transmisión después de ejecutadas las obras en construcción y decretadas a la fecha.

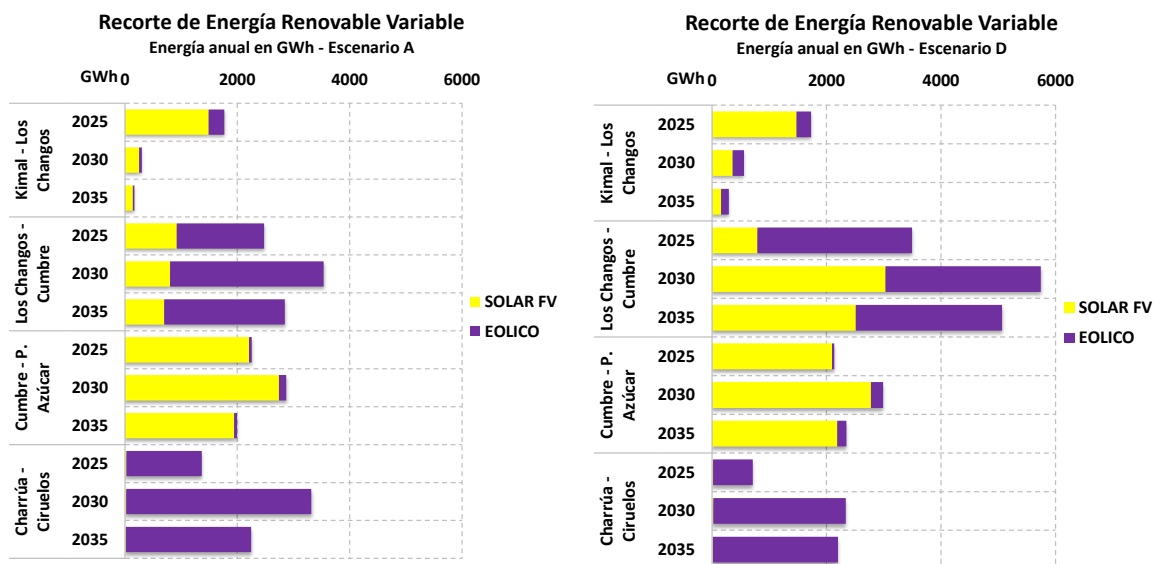


Figura 0-2. Recorte de ERV en GWh para los años 2025, 2030 y 2035 en las zonas críticas del SEN.

Por otro lado, en cuanto a los costos marginales en las barras del SEN, se observa que para la mayor parte del sistema estos difieren principalmente durante el día. Por ejemplo, la media anual en 2025, Nueva Pan de Azúcar es de 4 USD/MWh y en Polpaico 10 USD/MWh. Luego de la entrada en operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, norte y centro igualan a 4 USD/MWh en 2030, ratificando la relevancia de dicho proyecto. En la zona sur las diferencias persisten durante el día y la noche debido al potencial eólico que se desarrollaría desde Charrúa al sur. A partir del año 2032 las obras de energización del sur en 500 kV alivian las congestiones en el sistema de transmisión de 220 kV en la zona sur, pero no equipara los costos marginales promedio anuales, debido a que el sistema de transmisión optimizado aprovecharía el potencial eólico que resulta óptimo para el sistema interconectado, transportando la energía eólica desde la zona sur hasta la zona central del SEN.

DIAGNÓSTICO SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

El análisis del sistema de transmisión zonal se separa en el diagnóstico de transformadores AT/AT y líneas de transmisión, que responden a un uso de demanda coincidente del sistema, y en el estudio de transformadores AT/AM que se determina su cargabilidad proyectada en función de las máximas demandas registradas de forma local. El diagnóstico es distribuido en 6 zonas:

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

A continuación, se presenta un resumen global del análisis de suficiencia de todas las instalaciones zonales. Por cada tipo de instalación se incorpora una figura que presenta los niveles de cargabilidad para el periodo 2023-2031, donde los colores, verde, amarillo, naranja y rojo corresponde a niveles de cargabilidad <50%, entre 50% y 85%, entre 85% y 100% y >100% respectivamente. La Figura 0-3 y Figura 0-4 resumen el diagnóstico de líneas y transformadores AT/AT.

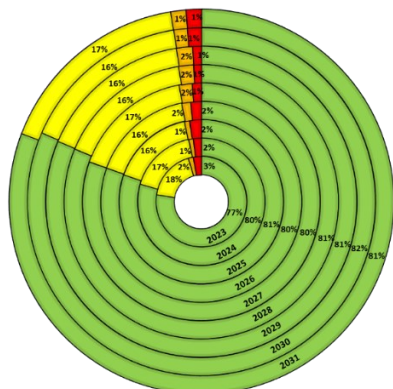


Figura 0-3. Evolución del estado de líneas de transmisión

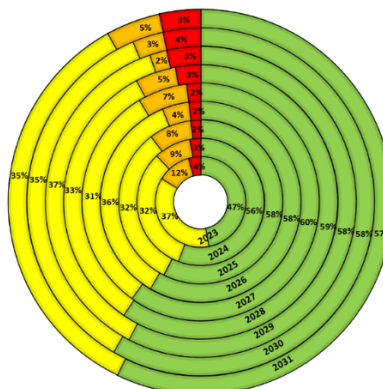


Figura 0-4. Evolución del estado de los transformadores AT/AT.

- Al año 2031 se identifica que 12 líneas presentarían posibles niveles de cargabilidad superiores al 85% y 12 superarían el 100% de su capacidad.
- Entre las que podrían presentar cargabilidades superiores al 85% destaca la línea 1x220 kV O'Higgins - Nueva La Negra C1, 1x110 kV Tierra Amarilla - Plantas C1, 1x110 kV Copayapu -

Copiapó C1, Tap Achupallas - Miraflores 110 kV L2, Tap Altamirano - Altamirano 110kV L2, Chena - Lo Espejo 110 kV L1, Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1, Itahue -Tap Los Maquis 66 kV C1, Tap Los Maquis - Tap San Rafael 66 Kv, Curanilahue - Curanilahue Norte 66 kV y Curanilahue Norte - Carampangue Sur 66kV.

- Respecto a los transformadores AT/AT al año 2031, se podría esperar que 6 superen el 100% de su capacidad nominal, siendo estos: ATR Cardones 220/115/13.8kV 75MVA (N1, N2 y N3), TR Pan de Azúcar 110/69/23kV 60MVA N10, TR Maule 154/69kV 60MVA N1 y N2.
- En relación con la operación de la Región Metropolitana al año 2031, se identifica que el anillo de 110 kV no podría operar sin que la Central Nueva Renca esté en servicio o sin el respaldo de la Central Los Vientos, durante la demanda máxima en los meses de invierno y los meses de temperaturas más altas. Lo anterior, teniendo en servicio las nuevas instalaciones en S/E Lo Campino y S/E Baja Cordillera.
- Por otro lado, se identifica que 5 transformadores podrían presentar niveles de cargabilidad entre el 85% - 100%. Siendo estos: ATR Alto Jahuel 220/115/13.2kV 390MVA N2, ATR Chena 220/110/13.8kV 400MVA N1, ATR Chena 220/110/13.8kV 400MVA N2, ATR Lo Campino 220/110 400 MVA y ATR Esmeralda 220/115/13.8kV 150MVA N1.

La Figura 0-5 resume el diagnóstico de transformadores AT/MT.

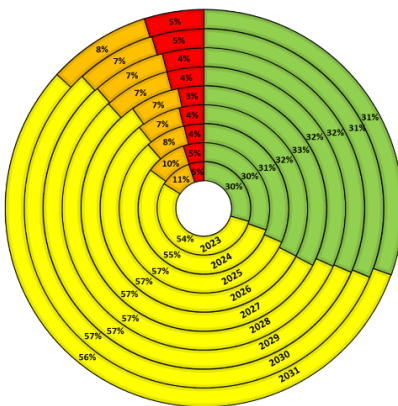


Figura 0-5. Evolución del estado de los transformadores AT/MT.

- De los 726 transformadores AT/MT diagnosticados, al año 2031 61 unidades podrían presentar niveles de cargabilidad entre un 85% y 100% y 35 de ellos podrían superar el 100% de su capacidad nominal. Cabe destacar que en varios casos los niveles de uso de estos transformadores pueden ser disminuidos si se realizan medidas operativas a nivel de distribución.

INTRODUCCIÓN

El presente informe se realiza en el marco del proceso de Planificación de la Transmisión del año 2024, establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la Ley, en particular respecto a la Propuesta de Expansión que el Coordinador debe remitir a la Comisión Nacional de Energía, en adelante Comisión o CNE, durante los primeros quince días de cada año. Asimismo, mediante el presente informe se cumple con lo establecido en el segundo inciso del artículo 106° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, en adelante el Reglamento, en relación con la elaboración y publicación de los informes de proyección de oferta y demanda, así como un informe de diagnóstico de los Sistemas de Transmisión.

El objetivo de este documento es poner a disposición de las empresas coordinadas, desarrolladores de proyectos, consultores, *stakeholders* y público en general, el diagnóstico de la utilización esperada del sistema de transmisión eléctrico en el período 2024-2043, con la finalidad de recibir sus comentarios y observaciones, como etapa previa a la propuesta de proyectos de expansión de transmisión que el Coordinador debe presentar a la CNE.

El diagnóstico del sistema de transmisión se elabora a partir de insumos que permiten pronosticar el desarrollo del sistema a largo plazo. La proyección de la demanda de energía y potencia se elabora para un horizonte de 20 años, utilizando herramientas de previsión estocástica y encuestas a grandes consumidores. La previsión de la oferta, conformada por 5 escenarios de expansión del parque generador, realizada en base a los datos del Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del año 2022 elaborada por el Ministerio de Energía. Los escenarios fueron desarrollados mediante métodos de optimización conjunta generación - transmisión, dando cuenta de la reserva de corto plazo para el control de frecuencia y los requerimientos estructurales de grandes desarrollos de transmisión, coherentes con el crecimiento de la generación y consumo.

Con la modelación del sistema eléctrico, la proyección de la demanda y la elección de los escenarios de expansión del parque generador, se obtienen los despachos que minimizan los costos de operación y falla del sistema en el horizonte de planificación, bajo diversas condiciones hidrológicas y de variabilidad de generación de fuentes renovables. El modelo empleado refleja los efectos del cambio climático en el tratamiento hidrológico empleado en la co-optimización. Los resultados obtenidos a partir de la simulación de la operación de largo plazo son utilizados para la elaboración de estudios eléctricos y para la determinación del uso esperado del sistema de transmisión, verificando el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). Este modelo es posteriormente empleado por el Coordinador en su Propuesta Anual de Expansión de la

Transmisión para evaluar las obras que permitan adaptar el sistema conforme a los planes de generación y demanda futura proyectadas, entregando señales al mercado y el regulador de cómo se proyecta el desarrollo óptimo de la industria.

Por otro lado, el diagnóstico de las instalaciones de transmisión zonales utiliza una metodología que busca revisar la suficiencia de éstas, a partir de una proyección de demanda que incorpora encuestas a las empresas de distribución y la condición de temperatura ambiente en las zonas analizadas. Las variables anteriores, permiten verificar el nivel de cargabilidad de los transformadores AT/MT y posteriormente, a partir de los perfiles de demanda máxima coincidentes, proceder a proyectar la cargabilidad de transformadores AT/AT y líneas de transmisión. Se identifican las zonas en que existan perfiles de tensión fuera de los rangos permitidos en la NTSyCS, y que por consiguiente puedan comprometer la seguridad y calidad de servicio.

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

- Resumen Ejecutivo: Corresponde al Resumen con los resultados principales del Diagnóstico.
- Introducción: Corresponde a la introducción del informe, que entrega el contexto y resume el contenido del diagnóstico.
- Objetivos: Corresponde a la definición de los objetivos del informe.
- Consideraciones generales y supuestos: En este capítulo se sintetizan los resultados de la aplicación metodológica para las materias de demanda y oferta, detallados respectivamente en los Apéndices I y II de este documento.

En relación con la demanda, se presenta la previsión del consumo eléctrico para los siguientes veinte años, la cual se realiza combinando un método *top-down* con herramientas estocásticas de simulación y panel de países OCDE, junto con una variante *bottom-up*, a través la realización de encuestas a grandes clientes libres.

Acorde a la generación, se entrega la información que permite caracterizar los escenarios de oferta desarrollados. La elaboración de los escenarios de generación contemplan antecedentes del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027 (PELP), llevado a cabo por el Ministerio de Energía, aplicando herramientas de co-optimización, que dan cuenta de las restricciones sobre los requerimientos de control de frecuencia y seguimiento de la demanda

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

- Diagnóstico: En este capítulo se presentan y analizan los principales resultados del diagnóstico de uso de los sistemas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional. El sistema de transmisión nacional es abordado en su conjunto, mientras que el sistema de transmisión zonal es segmentado en 6 zonas geográficas:
 - Sistema Zona Arica – Diego de Almagro.
 - Sistema Zona Diego de Almagro – Quillota.
 - Sistema Zona Quinta Región.
 - Sistema Zona Región Metropolitana.
 - Sistema Zona Alto Jahuel – Charrúa.
 - Sistema Zona Charrúa – Chiloé.

La presentación de los resultados del diagnóstico de uso de las instalaciones de transmisión nacional se realiza analizando las principales variables relevantes, tales como congestiones, recortes ERV y costo marginal esperado, además de mostrar los principales resultados de flujos de potencia esperados por el sistema de transmisión. Mientras que en el caso del sistema de transmisión zonal se realiza; primero, entregando una descripción de la zona de análisis; segundo, presentando los resultados del diagnóstico de uso de los transformadores AT/MT; tercero, analizando los resultados del diagnóstico para los transformadores AT/AT y líneas de transmisión zonal.

1 OBJETIVOS

El documento diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión para la Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión 2024 tiene como propósito entregar una primera visión de largo plazo sobre el desarrollo del sistema de transmisión. En específico los objetivos son:

- Presentar la proyección de demanda de largo plazo.
- Presentar la proyección de oferta de largo plazo.
- Diagnosticar el uso de las redes del sistema de transmisión nacional.
- Diagnosticar el uso de las redes del sistema de transmisión zonal.

Adicionalmente, la elaboración de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2024 tiene como objetivo potenciar el relacionamiento y trabajo colaborativo con la industria, con el fin de mejorar las propuestas a la CNE, abordando los requerimientos y preocupaciones presentados por los gremios del sector.

Para lo anterior, durante el año 2023 el Coordinador se ha orientado a la puesta en práctica del plan de trabajo descrito por el cronograma indicado en la Figura 1-1.

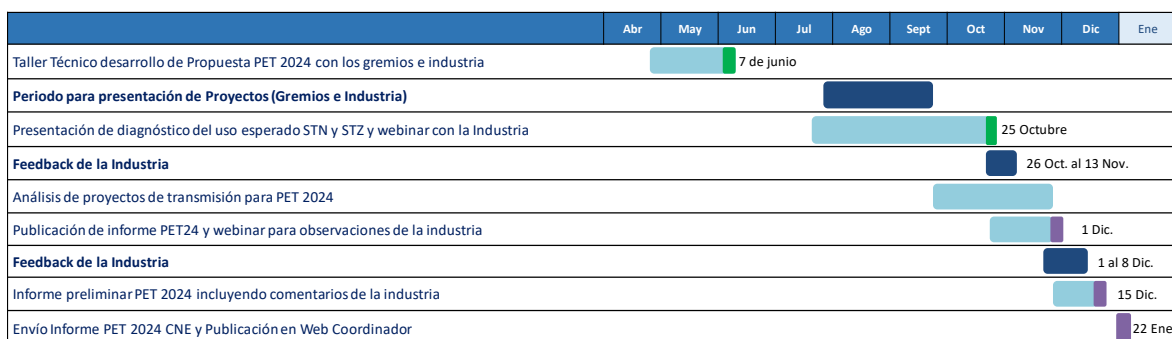


Figura 1-1 Cronograma reestructuración proceso PET 2024.

Este proceso, a la fecha de elaboración del presente Informe de Diagnostico del Uso Esperado del Sistema, ha integrado aportes derivados del análisis, comentarios y conclusiones obtenidas en colaboración con la industria, representada por el siguiente conjunto de asociaciones gremiales:

- Asociación de Transmisores de Chile A.G.
- FENACOPEL A.G.
- Empresas Eléctricas A.G.



- ACENOR A.G.
- ACESOL A.G.
- ACERA A.G.
- Consejo Minero de Chile A.G.
- Generadoras de Chile A.G.
- GPM A.G.

2 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS

2.1 DEMANDA

La previsión de la demanda se realiza mediante una metodología que proyecta el historial de consumo eléctrico basándose en sus principales factores determinantes. Esto genera proyecciones anuales para cada barra del sistema en el periodo 2023-2043. La metodología es desarrollada con detalle en el documento “Proyección de Demanda” publicado por el Coordinador, mientras que las etapas clave se resumen en la Figura 2-1.



Figura 2-1. Metodología de proyección de la demanda eléctrica.

En la Figura 2-2 y Figura 2-3 se presentan los resultados de la proyección de la demanda energética del SEN para los escenarios medio y Alto. En el Apéndice I se detalla en profundidad la metodología y los resultados obtenidos.

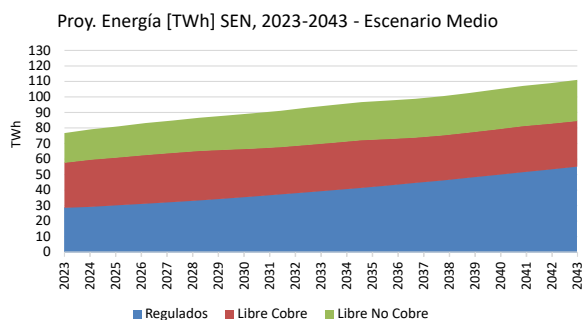


Figura 2-2. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario medio).

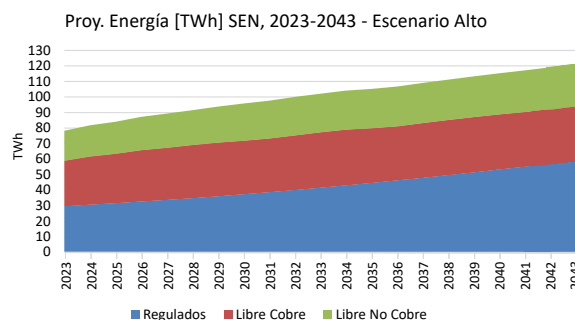


Figura 2-3. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario alto).

En las Figuras anteriores, se presenta la proyección de la demanda de energía del SEN en los escenarios medio y alto. Se destaca que la mayor parte de la demanda del SEN se concentra en la Región de Antofagasta y la Región Metropolitana, debido a los asentamientos mineros y a la presencia de numerosas industrias en el norte del país, junto con la densidad de clientes regulados en Santiago. Como resultado, se estima un crecimiento de demanda promedio anual del SEN de entre 2,0% y 2,3% en los escenarios de demanda media y alta respectivamente, en el período 2023 - 2043.

Si bien se espera el desarrollo de la industria H2V en el país, a la fecha no se cuenta con información de puntos de conexión y demanda probable, con posibilidad que varios proyectos se materialicen con una conexión Off-Grid. Es por ello por lo que en este diagnóstico no se han incluido proyectos H2V. Sin perjuicio de ello, se está trabajando en el levantamiento de información con el Ministerio de Energía para el desarrollo de un escenario de H2V, que permitirá el desarrollo de sensibilidades, que serán incorporadas en el informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2024.

2.2 OFERTA

De acuerdo con el artículo 87° de la Ley, la planificación de la transmisión debe alinearse con las orientaciones indicadas en la Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía. Esto implica incorporar los supuestos claves utilizados en la elaboración de los planes de obras de generación a largo plazo, como los costos de inversión de las tecnologías de generación, calendario de retiro de centrales a carbón y los supuestos para la creación de escenarios a largo plazo.

- Proyección de la demanda para el período 2023-2043, desarrollada por el Coordinador y detallada en el documento “Proyección de Demanda”.
- Proyecciones de costos de combustibles. Se utilizan los precios de GNL, Carbón y Diesel elaborados internamente por el Coordinador.
- Proyección de costos de desarrollo de tecnologías de generación y almacenamiento consideradas por el Ministerio de Energía en el marco de la Planificación Energética de Largo Plazo del año 2022.
- Información sobre las centrales e instalaciones en construcción, reportada por la CNE hasta la Res. Ex. N°340 de julio de 2023.
- Datos de las centrales e instalaciones existentes obtenidos a través de la plataforma Infotécnica del Coordinador.
- Retiro de unidades a carbón conforme a acuerdos público-privado entre el Ministerio de Energía y empresas generadores al finalizar agosto de 2023. Adicionalmente, se consideraron dos de tres escenarios de retiro de unidades de carbón contemplados en la PELP.

Posteriormente, se lleva a cabo la optimización de los planes de obra según la metodología descrita en el documento “Plan de Obras de Generación” publicado por el Coordinador². Esto se realiza utilizando modelos simplificados del sistema de transmisión en el software Plexos, los cuales posteriormente se implementan en una modelación de mayor detalle topológico en el software PLP.

Dado que la Propuesta de Expansión de la Transmisión para el año 2024 se basa en el Plan de Obras de Generación desarrollado en el proceso anterior, se excluyó la capacidad atribuida a los proyectos que estaban en construcción hasta julio de 2023, con el fin de evitar redundancias en la capacidad de generación prevista.

Por otro lado, es fundamental considerar que el análisis previamente mencionado recomienda la nueva capacidad de generación óptima para el SEN desde una perspectiva sistémica. Antes de su implementación en el Software PLP y con el propósito de reflejar el interés de la industria en términos de ubicación y plazos, se ajustan el plan de obras resultante de la simulación de los escenarios en Plexos para incorporar aquellos proyectos que han sido presentados a través del proceso de Acceso Abierto. Esto se hace de manera que refleje el punto de conexión y la fecha estimada de puesta en funcionamiento de proyectos que tienen una mayor probabilidad de materializarse, y que se encuentran en alguna de las siguientes etapas de aprobación:

- Proyectos que han presentado una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible (SUCTD) y han obtenido la aprobación del Coordinador.
- Proyectos que han presentado una Solicitud de Autorización de Conexión (SAC) y cuentan con un Informe de Aprobación de Conexión Final y/o Definitivo favorable por parte del Coordinador.

Dentro de las solicitudes seleccionadas con el criterio anterior, se han elegido como proyectos candidatos aquellos que representan el 14% de ellas, en línea con la tasa de éxito en el Régimen de Acceso Abierto.

El detalle de los proyectos candidatos y proyectos seleccionados se presenta en el documento “Proyectos considerados por Acceso Abierto” al interior del Apéndice I.

² [Plan de Obras de Generación](#): Este informe presenta los escenarios de expansión del parque generador, utilizados para el análisis técnico-económico de propuestas de expansión de la red de transmisión en la recomendación anual de expansión del sistema de transmisión elaborada por el Coordinador.

Finalmente, con respecto a la generación distribuida PMG y PMGD, se considera como parte del parque generador, por lo que se modela con el mismo detalle que las centrales de mayor tamaño.

2.2.1 SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE LARGO PLAZO

Con el propósito de evaluar escenarios de generación que propendan a la definición de propuestas de expansión de la transmisión robustas, el Coordinador definió en la PET 2023³ los escenarios presentados en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Escenarios considerados para plan de obras de generación 2022.

Combinatoria de supuestos		Escenario A	Escenario D
Transición Energética Año 2030		80% renovable	80% renovable
Retiro de unidades a carbón (PELP 2022)		Escenario 2030	Escenario 2030
Retiro de unidades térmicas		Retiro carbón 2030	Retiro carbón 2030
Costos de inversión tecnologías de generación renovables (PELP 2022)	Solar	Referencial	Bajo
	Eólico	Referencial	Bajo
	Geotérmica	Referencial	Referencial
	Hidráulica	Referencial	Referencial
Costos de inversión sistemas de almacenamiento (Prospectiva 2022)	Baterías	Referencial	Bajo
	CSP	Referencial	Bajo
	Batería de Carnot (GIZ)	Referencial	Referencial
Costos de inversión tecnologías convencionales (PELP 2022)	Bombeo hidráulico	Alto	Referencial
	GNL	Referencial	Referencial
Reconversión Unidades a Carbón		Batería Carnot (x2)	Batería Carnot (x2)
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia		Bombeo desde 2030 + Limitación Geotermia, Hidro	Bombeo desde 2030 + Limitación Geotermia, Hidro + Limitación desarrollo Transmisión Sur
Condensadores sincrónicos con volante de inercia y baterías de Litio		Desde 2025	Desde 2025
Costos de combustibles		Alto CEN-DPR	Alto CEN-DPR
Estadística hidrológica		Seca-10 años	Seca-10 años
Demanda Energética		Media CEN	Alta CEN

³ [Informe PET 2023 | Coordinador Eléctrico Nacional](#): Propuesta de la Expansión de la Transmisión realizada por el Coordinador en el año 2023.

En relación con la descarbonización se consideran como base el cronograma oficial de retiro, hacia fines de agosto de 2023, de unidades a Carbón comprometidas para el período 2020-2025 a través de acuerdo público-privado entre el Ministerio de Energía y empresas generadoras, los anuncios oficiales de retiro de unidades anunciados por los propietarios de manera posterior al cronograma inicial, y el anuncio oficial de reconversión de unidades a carbón de Engie, utilizando la mejor información disponible en junio de 2022. Adicionalmente, para efectos del estudio se consideraron dos de tres escenarios de retiro de unidades a carbón utilizados en la actualización anual de la PELP 2022.

2.2.2 RESULTADOS

Además de la matriz de capacidad instalada de generación en operación, los escenarios de generación considerados en el análisis del sistema de transmisión suman una capacidad instalada que oscila entre 55,0 GW y 60,2 GW para el año 2043. Para una representación visual, la Figura 2-4 y Figura 2-5 muestran la capacidad instalada proyectada desde 2023 hasta 2043. Los detalles completos de los resultados del plan de obras de generación para todos los escenarios se encuentran en el documento “Plan de Obras de Generación” publicado por el Coordinador².

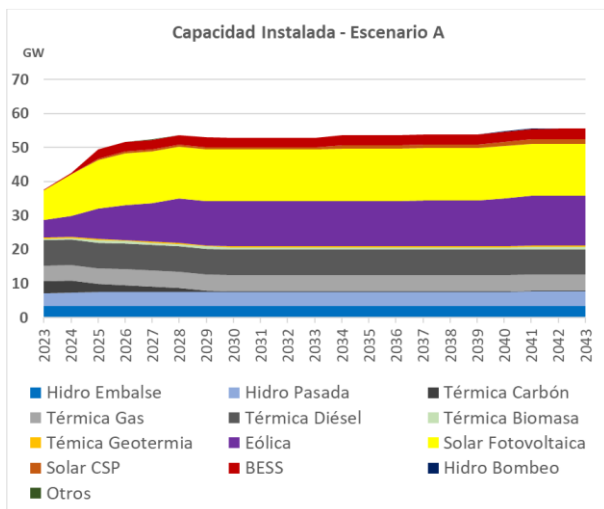


Figura 2-4. Matriz de generación, Escenario A.

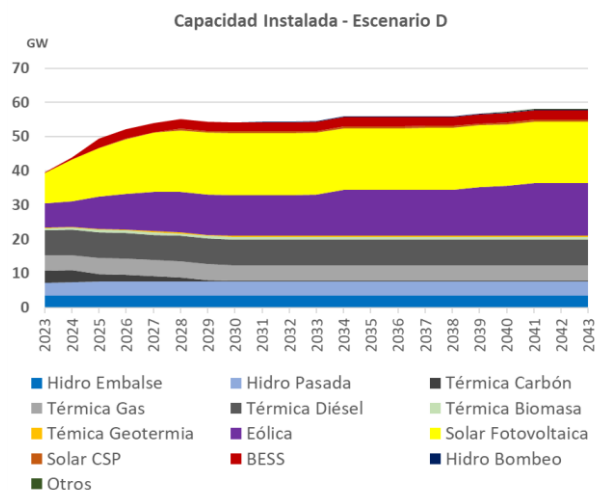


Figura 2-5. Matriz de generación, Escenario D.

2.2.3 COMPARACIÓN CON OFERTA EN ACCESO ABIERTO

Con el fin de comparar la oferta proyectada en el plan óptimo de generación con los proyectos que se encuentran en el proceso de acceso abierto, se grafica la oferta por región al mes de agosto 2023 en la Figura 2-6. Resulta evidente que la oferta total ingresada en la plataforma de Acceso abierto excede largamente a los 25 GW considerados como plan óptimo, dado que dicha capacidad es incluso superada solo por la región de Antofagasta. Sin embargo, ambas proyecciones coinciden en que los nuevos proyectos se concentran en las tecnologías solar fotovoltaica y eólica.

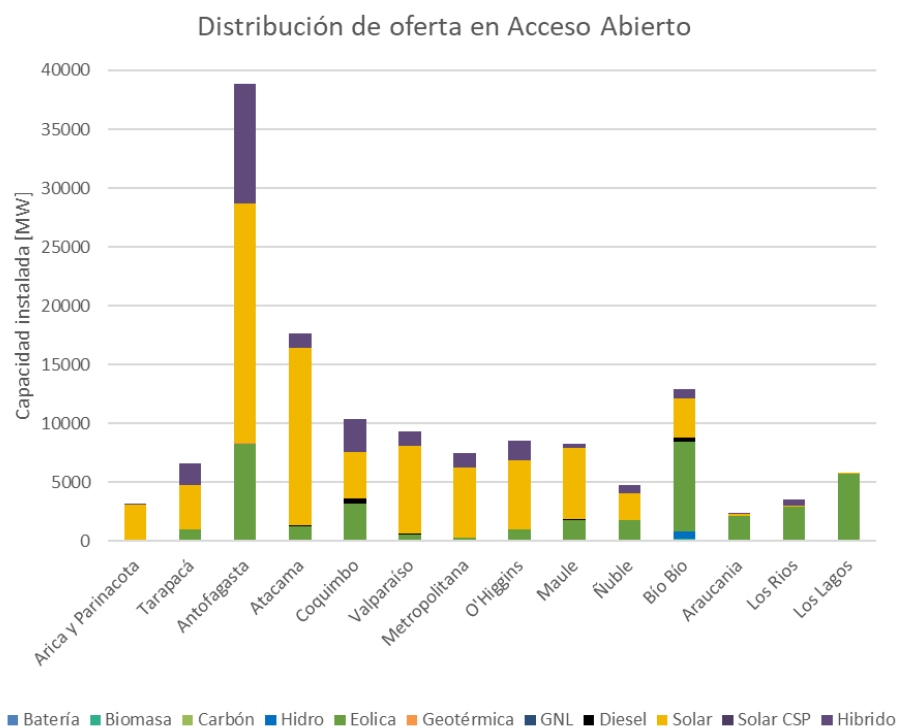


Figura 2-6. Proyectos en Acceso Abierto.

3 DIAGNÓSTICO

3.1 DIAGNÓSTICO GLOBAL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

3.1.1 CONSIDERACIONES PRINCIPALES DE LA MODELACIÓN

Las variables involucradas con la previsión de la capacidad de generación y demanda están expuestas a niveles significativos de incertidumbre. Por este motivo, el Plan de Obras de Generación consideró cinco escenarios de crecimiento, de los cuales dos se han empleado en este diagnóstico del sistema. Estos dos escenarios reflejan de manera más precisa el crecimiento previsto por el Coordinador, especialmente en lo que respecta a la proporción esperada de proyectos en tecnologías solares fotovoltaicas y eólicas. Además, abordan los desafíos actuales relacionados con la descarbonización de la matriz energética y las dificultades en el desarrollo del sistema de transmisión en el sur del país.

Horizonte y resolución	• Diagnóstico de los próximos 20 años considerados entre 2024 y 2043. • Etapas mensuales con 10 bloques horarios representando las horas diurnas y nocturnas.
Demanda	• Demanda base del año 2022 desde bases de transferencias económicas. • Escenarios de demanda alta y media determinados por el Coordinador a partir de una mezcla de modelos econométricos y encuesta de demanda a clientes libres y regulados.
Generación	• Generación existente, proyectos declarados en construcción, proyectos comprometidos mediante licitaciones de suministro, proyectos en fase avanzada de conexión mediante el régimen de Acceso Abierto y proyectos obtenidos desde la optimización conjunta generación – transmisión. • Descarbonización a partir de calendario público-privado detallado en el documento “Plan de Obras de Generación” publicado por el Coordinador. • Proyección de costos de combustible determinada por el Coordinador. • Solicitud de retiro de instalaciones ingresadas hasta julio de 2023. • Matriz de generación actualizada a julio de 2023.
Red de transmisión	• Modelación PLP en sistema reducido que representa el SEN en 377 barras y 522 líneas. • Incorporación de todos los tramos de transmisión nacionales existentes, declarados en construcción y decretados por el Ministerio de Energía.
Matriz hidrológica	• Estimación del comportamiento futuro a partir de datos históricos de los últimos 27 años, entre los años 1995 y 2022, con los que se construyen 27 series hidrológicas.

Figura 3-1. Descripción de los supuestos utilizados en la elaboración de la base de datos para simulaciones PLP.

3.1.2 ANÁLISIS DE CONGESTIONES

En esta sección del documento se presenta la oferta de generación del SEN para el año 2023, así como la proyección de la capacidad futura instalada en los años 2026, 2030, 2035 y 2043. Posteriormente se presenta en tablas, el análisis de congestiones previstas en el sistema de transmisión. Esta información se presenta de manera segmentada por zonas, considerando tanto escenarios diurnos como nocturnos.

A continuación, en la Figura 3-2 se presenta la capacidad instalada de generación para el año 2023, que al mes de agosto suma 34 GW.

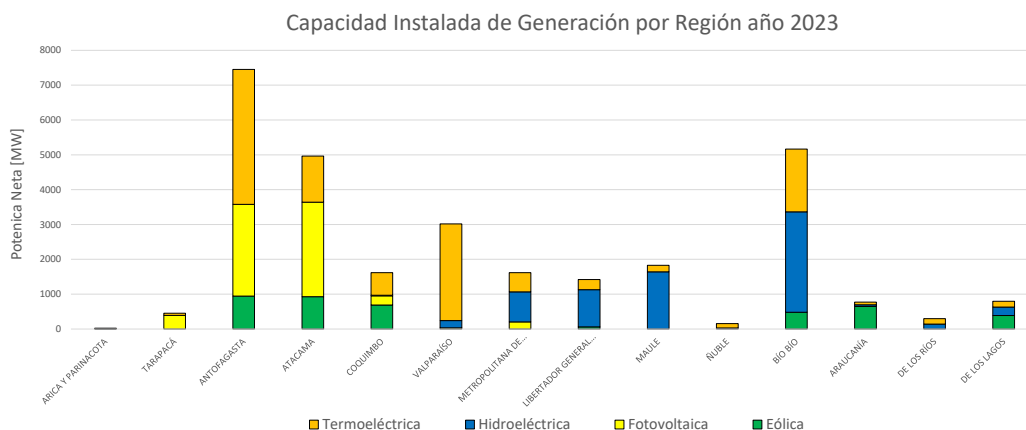


Figura 3-2. Capacidad instalada de generación del SEN año 2023.

Se prevé que la expansión en la capacidad instalada de la zona entre las subestaciones Arica y Kimal estará principalmente compuesta por una amplia combinación de energía eólica, solar fotovoltaica y sistemas de baterías de diferentes capacidades (2, 6 y 8 horas), con una menor presencia de centrales en tecnología solar CSP. En el Norte Grande han sido considerados proyectos en etapas tempranas del horizonte de planificación, debido a la perspectiva del desarrollador que conlleva la inclusión de proyectos en gestión de Acceso Abierto, adelantando decisiones de inversión que a través del enfoque centralizado del Plan de Obras se hubiesen concretado con posterioridad a la entrada en operación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

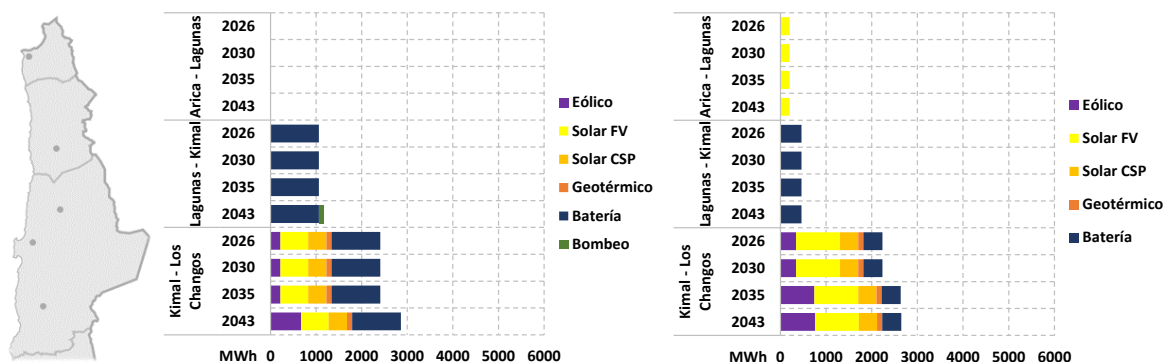


Figura 3-3. Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Arica y Los Chagos para escenarios A y D, respectivamente.

Como resultado, se prevén congestiones durante las horas diurnas, como se detalla en la Tabla 3.1. A lo largo del horizonte temporal, se observa un alto uso de las líneas 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Kimal y 1x220 kV Encuentro – Centinela debido a la entrada esperada de centrales eólicas y solares, respectivamente. A partir del año 2034, se anticipa un aumento en los flujos por el enlace HVDC Kimal - Lo Aguirre, debido al elevado nivel de generación previsto en la zona del Norte Grande.

Tabla 3.1. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Arica y Los Chagos en horario diurno.

Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
NuevaPozoAlmonte220->PozoAlmonte220	A																			
	D				1%	2%	4%	3%	4%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	6%
NvaChuquicamata220->Kimal220	A																	14%	14%	15%
	D			1%	2%	14%	16%	16%	16%	17%	17%	16%	17%	17%	17%	17%	18%	17%	17%	17%
Chuquicamata220->NvaChuquicamata220	A																			
	D												1%		1%	1%	2%	1%	1%	1%
Tocopilla220->ElLoa220	A													1%	1%	2%	4%	6%	8%	8%
	D													1%	2%	2%	4%	4%	7%	8%
Miraje220->Encuentro220	A																			
	D											1%	1%	2%	1%	2%	1%	1%	2%	3%
Encuentro220->NuevaCentinela220	A					1%	1%	3%	3%	5%	6%	7%	9%	12%	13%	15%	17%	17%	18%	19%
	D					7%	11%	15%	18%	23%	26%	28%	31%	36%	40%	41%	43%	45%	51%	49%
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500	A									1%		1%	1%	2%	2%	1%	2%	1%	3%	2%
	D					2%	2%	3%	3%	4%	5%	6%	6%	8%	8%	9%	11%	9%	12%	11%

Por otro lado, la Tabla 3.2 que contiene la probabilidad de congestión esperada en horario nocturno entre SS/EE Arica y Los Chagos, muestra las congestiones en la zona solo durante las horas nocturnas. Dado que la tecnología predominante en el Norte Grande es la energía solar fotovoltaica, se observa un menor número de congestiones en horario nocturno, siendo el único caso significativo la congestión en la línea 2x220 kV Chuquicamata - Nueva Chuquicamata debido al potencial eólico previsto en la zona de Calama, la cual se intensifica a partir del año 2034.

Tabla 3.2. Probabilidad de congestión esperada en horario diurno entre SS/EE Arica y Los Chagos en horario nocturno.

Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
NvaChuquicamata220->Kimal220	A																			
	D			1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%				1%	1%	1%				
Chuquicamata220->NvaChuquicamata220	A																	3%	3%	3%
	D			1%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	7%	8%	8%	7%	7%	8%	11%	11%	10%	11%
Encuentro220->NuevaCentinela220	A													1%						
	D														1%	1%	1%	1%	1%	2%

El uso de instalaciones en el Norte Grande, y su congestión, dependen de la ubicación prevista para los sistemas de almacenamiento de energía. Hasta ahora, solo una pequeña parte de la capacidad proyectada en sistemas de almacenamiento ha confirmado su ubicación mediante declaraciones de construcción y selección de proyectos en el proceso de Acceso Abierto. Esto genera una alta incertidumbre que no puede abordarse mediante el plan de obras de generación y el diagnóstico de instalaciones debido a que a la fecha son parte de decisiones de privados. Sin perjuicio de lo anterior, la Propuesta de Expansión de la Transmisión incluirá una sensibilidad con las ubicaciones resultantes del Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN desarrollado por el Coordinador.

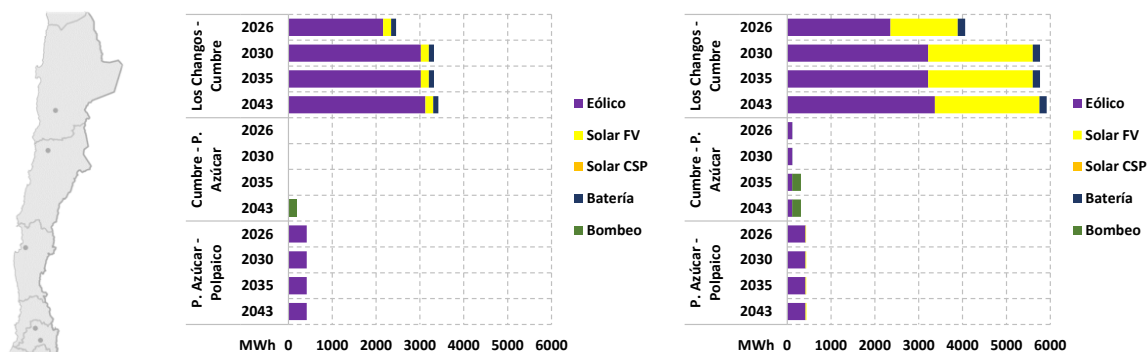


Figura 3-4. Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Los Chagos y Polpaico para escenarios A y D, respectivamente.

En la zona entre las SS/EE Los Chagos y Polpaico, predominan las centrales eólicas, especialmente entre Los Chagos y Cumbre debido al potencial eólico de Taltal. También se observa una menor participación de generación solar fotovoltaica y en el futuro almacenamiento (por ejemplo, bombeo) entre las SS/EE Los Chagos y Pan de Azúcar. En particular, respecto a dicha zona, del Plan de Obras de generación resulta óptima la incorporación de centrales de bombeo por una capacidad de 200 MW cerca de S/E Nueva Cardones a partir de 2042 y 2035 en los escenarios A y D, respectivamente.

De este modo, las congestiones potenciales en horario diurno son presentadas en la Tabla 3.3. Al respecto, se observa un alto nivel de uso de los tramos 2x500 kV Parinas – Los Chagos y en menor medida Parinas 500/220 kV.

Por otro lado, en las simulaciones persiste la congestión en el tramo 2x220 kV Andes - Likanantai aun cuando se considerara los sistemas de almacenamiento en operación y declarados en construcción de AES Andes en S/E Andes. Cabe señalar que el desarrollo de las simulaciones no ha tenido en cuenta la flexibilidad de AES Andes en sus intercambios internacionales con S/E Cobos.

Tabla 3.3. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Los Changos y Polpaico en horario diurno.

Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Parinas500->LosChangos500	A					3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	5%	3%	4%	3%	4%
	D					2%	2%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	4%	3%	5%	5%	6%
ElCobre220->NuevaCentinela220	A	12%	6%	6%	8%	8%	5%	5%	7%	9%	9%	10%	10%	10%	11%	12%	13%	13%	13%	13%
	D	2%	2%	2%	5%	6%	5%	6%	5%	4%	3%	3%	4%	3%	4%	3%	4%	4%	3%	4%
Andes220->Likanantai220	A	13%	8%	13%	13%	13%	13%	13%	14%	16%	17%	16%	17%	17%	19%	20%	22%	21%	22%	23%
	D	14%	2%	9%	10%	10%	14%	14%	16%	18%	14%	16%	15%	16%	19%	18%	17%	18%	19%	20%
Likanantai220->NuevaZaldivar220	A	50%	65%			2%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	6%	4%	6%	7%
	D	60%	68%			2%	2%	3%	3%	4%	4%	3%	4%	4%	6%	6%	8%	9%	8%	9%
Parinas500->Parinas220	A	11%	6%			1%		1%	1%	1%	1%	2%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	4%	4%
	D		1%								1%	2%	1%	2%	2%	3%	5%	5%	6%	6%
Llullaillaco500->Parinas500	A				1%															
	D				3%	2%						1%			1%	1%	1%	1%	1%	1%
NvaCardones500->Cumbre500	A	1%	1%	2%																
	D	3%	2%	3%												1%	2%	2%	2%	2%
SanAndres220->CarreraPinto220	A																			
	D																2%	2%	2%	2%
NvaMaitencillo500->NvaCardones500	A				2%	1%								1%			1%		1%	
	D				5%	2%			1%		1%	1%	1%	2%	1%	3%	2%	1%	1%	1%
AguaAmarga220->Maitencillo220	A	1%	2%																	
	D	1%	2%																	
NvaPAZucar500->NvaMaitencillo500	A	7%	6%	11%	4%	2%		1%										1%		
	D	7%	8%	17%	15%	6%						1%	1%	1%	1%	2%	1%	1%	1%	2%
PAZucar220->DonHector220	A	1%	3%	24%	20%	10%	4%	5%	6%	6%	7%	8%	8%	10%	12%	13%	14%	15%	17%	
	D	2%	4%	33%	34%	16%	8%	7%	9%	11%	11%	13%	15%	20%	21%	23%	24%	22%	26%	25%
LasPalmas220->PuntaSierra220	A	2%	4%	4%																
	D	4%	5%	6%	1%															
LosVilos220->LasPalmas220Aux	A				3%	1%									1%	1%	1%	1%	1%	2%
	D				5%	1%						1%	1%	2%	2%	3%	4%	5%	5%	6%
NuevaPelambres220->Quillota220	A	41%	46%	44%	39%	44%	42%	43%	43%	43%	41%	40%	39%	36%	35%	34%	30%	31%	30%	27%
	D	39%	45%	41%	36%	40%	41%	42%	42%	42%	46%	45%	44%	41%	42%	41%	37%	40%	37%	38%
Polpaico500->NvaPAZucar500	A	18%	20%	14%	17%	6%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	4%	4%	5%
	D	23%	26%	18%	28%	11%	1%	2%	3%	4%	5%	7%	8%	11%	12%	12%	12%	13%	15%	15%

En general durante los primeros años del horizonte se observa un alto uso del sistema en 500 kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Pan de Azúcar, donde en la línea 2x500 kV Pan de Azúcar – Polpaico se prevén potenciales congestiones de hasta el 28% de las horas diurnas hasta el mediano plazo (2026-2028). Esas posibles congestiones se solucionarán mediante las obras “Nuevo sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre”, “Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella” y “Nueva línea HVDC Kimal - Lo Aguirre”. Aunque estas potenciales congestiones reaparecerán a largo plazo, no se espera que superen el 15% del tiempo en los próximos 20 años.

En cuanto al Norte Chico, se observa la posibilidad de un alto nivel de horas congestionadas a lo largo de todo el horizonte en la línea 2x220 kV Nueva Pelambres – Quillota en dirección de norte a centro. Durante los primeros años del horizonte esta congestión está relacionada a baja capacidad máxima de la línea, fijada en 200 MW, pero luego de la entrada en operación de la obra “Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella” la capacidad de operación del

tramo es incrementada hasta 350 MW y sus posibles congestiones se deben a la decisión del modelo de PLP de maximizar los flujos por el corredor conforme por la nueva línea 2x220 kV entre las SS/EE Punta Sierra, Nueva Los Pelambres y Quillota.

Tabla 3.4. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Los Changos y Polpaico en horario nocturno.

Tabla 5.11. Probabilidad de congestión esperada entre 55/EE Los Changos y Pálpales en horario nocturno.																															
Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043											
Parinas500->LosChangos500	A					6%	6%	6%	6%	6%	4%	7%	7%	8%	7%	6%	5%	6%	6%	7%											
	D					1%	2%	1%	2%	3%	4%	6%	5%	4%	4%	3%	4%	5%	4%	4%											
Andes220->Likananta1220	A			3%	3%	4%	3%	3%	3%	4%	6%	4%	2%	1%	2%	2%	1%	2%	1%	1%											
	D			7%	17%	17%	19%	19%	19%	19%	18%	17%	14%	16%	16%	17%	15%	13%	12%	13%											
Likananta1220->NuevaZaldivar220	A	89%	91%		1%	6%	7%	6%	7%	8%	9%	5%	3%	3%	5%	6%	7%	4%	6%	5%											
	D	96%	95%	1%	1%	8%	9%	10%	9%	8%	8%	5%	4%	6%	6%	8%	12%	10%	10%	10%											
Parinas500->Parinas220	A	14%	9%	1%	4%	6%	6%	6%	8%	7%	9%	9%	8%	11%	10%	11%	10%	10%	12%	11%											
	D	4%	3%			1%	1%	2%	2%	2%	5%	5%	6%	6%	6%	7%	12%	12%	12%	13%											
Cumbre500->Parinas500	A				9%																										
	D	2%	3%		9%																										
Llullaillaco500->Parinas500	A				7%	1%																									
	D			1%	7%	1%	1%	1%	1%	1%						1%	1%														
PAZucar220->DonHector220	A			3%	1%														1%												
	D			3%	2%																										
Quillota220->Nogales220	A							1%	2%	3%	4%	5%	6%	8%	10%	11%	12%	11%	13%	14%											
	D					3%	5%	8%	11%	14%	13%	14%	16%	20%	20%	23%	23%	23%	26%	26%											
NuevaPelambres220->Quillota220	A	1%	1%	5%	3%	3%	4%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%											
	D		1%	1%	1%						1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%											

La Tabla 3.4 que contiene la probabilidad de congestión esperada en horario nocturno entre SS/EE Los Changos y Polpaico, presenta la congestión en la zona entre las subestaciones durante las horas nocturnas. En este sentido, se observa una menor congestión en comparación con las horas diurnas debido al predominio de la tecnología solar fotovoltaica. Sin embargo, debido a una alta participación de la tecnología eólica, se observan posibles congestiones durante la noche, especialmente en los tramos 2x500 kV Parinas - Los Changos y Parinas 500/220 kV. Este patrón coincide con el diagnóstico del Norte Grande.

Es importante destacar que el nivel de congestiones presentado en las tablas anteriores debe su origen a la separación de la probabilidad esperada de congestiones entre el día y la noche. Si considerásemos tanto la probabilidad de congestiones para el día completo, sin separación, la probabilidad de congestiones disminuye de forma significativa, debido a la agrupación.

También se identifica posibles congestiones que no se encontraron en el diagnóstico de instalaciones del año anterior en la línea 2x220 kV Quillota – Nogales, debido a la obra "Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas - Centella". Aunque el sistema y su representación equivalente son efectivos al aumentar las transferencias a través del sistema de 220 kV en el Norte Chico, el tramo 2x220 kV Nueva Los Pelambres - Quillota determina la congestión en el tramo entre las subestaciones Las Palmas y Quillota, cuya capacidad máxima fue recalculada para maximizar la redistribución de flujos posible de efectuar con el sistema de control de flujos ya mencionado.

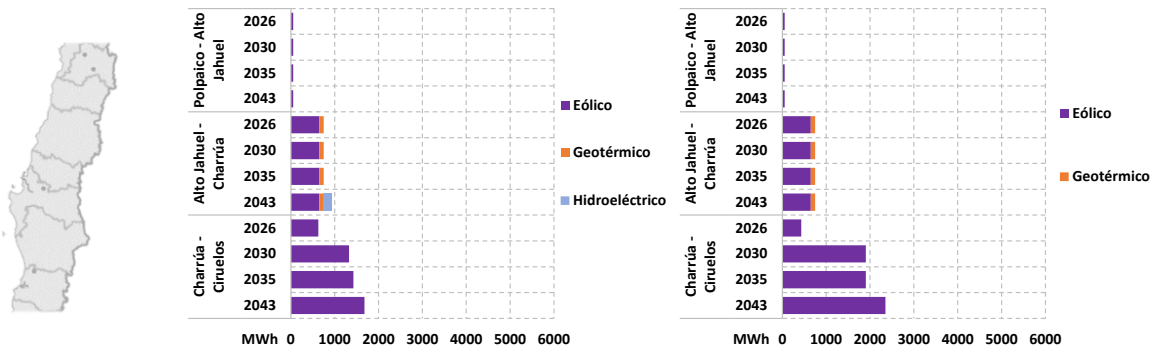


Figura 3-5. Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos para escenarios A y D, respectivamente.

En la Figura 3-5, se presenta el gráfico de potencia instalada en la zona entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos, donde predomina la tecnología eólica, especialmente entre las SS/EE Charrúa y Ciruelos, junto a un foco discreto de plantas con tecnología eólica entre las SS/EE Alto Jahuel y Charrúa.

La Tabla 3.5 muestra las probabilidades de congestión en las líneas de la zona entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos durante el día. Ninguna línea presenta una probabilidad superior al 15%, lo que se debe a que no hay proyectos solares en la zona, a diferencia de las zonas al norte de la Región Metropolitana que suelen tener ese tipo de proyectos.

Tabla 3.5. Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario diurno.

Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Polpaico500->Polpaico220	A									1%	1%	1%	1%	3%	3%	4%	3%	6%	6%	6%
	D							1%	1%	2%	2%	4%	6%	8%	9%	10%	12%	14%	15%	15%
Lampa220->Polpaico220	A																1%	1%	1%	2%
	D													1%	1%	2%	4%	4%	9%	10%
LoAguirre500->LoAguirre220	A																1%	1%	2%	3%
	D				2%								1%	1%	1%	2%	3%	5%	6%	6%
EntreRios500->Ancoa500Aux	A																1%	1%	1%	
	D															1%	1%	1%	1%	
Diguenes220->LosNotros220	A							1%	2%	2%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	7%	7%	5%
	D							2%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	5%	5%	6%	7%	7%	6%
LosNotros220->Mulchen220	A			1%	1%	1%														
	D		1%	2%	1%															
Mulchen220->Diguenes220	A							1%	1%		1%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	3%	3%
	D										1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	2%
RioMalleco220->Mulchen220	A				1%	1%	1%	1%	1%											
	D																			
Charrua220->SantaClara220	A	4%	3%	2%	3%	3%	3%										1%	1%	1%	1%
	D	1%	2%	3%	3%	1%	2%													
SantaClara220->Mulchen220	A	1%	1%	1%	2%	2%	2%											1%		
	D			2%	2%	1%	1%													
Metrenco220->Cautin220	A	3%																		
	D	4%																		
Lastarria220->Ciruelos220	A	3%			1%	1%	1%	1%	1%											
	D	2%	3%	3%	2%	1%	2%	1%	1%											

En la Tabla 3.6 se presentan las probabilidades de congestión durante las horas nocturnas para los tramos de transmisión entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos. Las líneas 2x500kV Entre Ríos - Diguénes

y 2x500kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli, cuya entrada en operación se estima para el segundo semestre de 2030 y 2032 respectivamente, reducen las congestiones potenciales que se reportan desde el año 2025. Esto se ve reflejado en las líneas 2x220 kV Charrúa - Santa Clara, 2x220 kV Santa Clara - Mulchén y 2x220 kV Lastarria - Ciruelos, así como en el tramo de transformación 500/220 kV en S/E Charrúa y otras líneas con una probabilidad de congestión inferior al 15%.

Sin embargo, persiste la probabilidad de congestiones una vez que están operativas las líneas 2x500kV Entre Ríos - Digüeñes y 2x500kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli. Se analizarán estos casos a continuación.

Tabla 3.6. Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario nocturno.

Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Polpaico500->Polpaico220	A														1%			1%		1%
	D														1%	1%	1%	1%	1%	1%
Rapel220->AltoMelipilla220	A	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	3%	4%	3%	3%	3%
	D	4%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%
AltoJahuel500->LoAguirre500	A	3%																		
	D	6%																		
Ancoa500->AltoJahuel500A	A		1%	2%	4%		2%	3%	4%	6%	6%	5%	7%	6%	5%	6%	5%	6%	6%	6%
	D	1%	3%	3%	4%		2%	4%	5%	7%	10%	8%	9%	8%	9%	12%	10%	10%	9%	9%
Charrua500->Charrua220A	A		1%	2%	4%	6%	6%													
	D				1%	1%	1%													
Charrua220->Charrua220A	A																			
	D		1%	2%	2%	7%	4%													
EntreRios500->Ancoa500Aux	A						1%	2%	3%	5%	6%	5%	6%	6%	5%	6%	7%	5%	5%	4%
	D							1%	2%	3%	6%	5%	6%	5%	6%	11%	9%	10%	11%	12%
Diguenes220->LosNotros220	A						3%	11%	12%	10%	11%	11%	12%	12%	12%	11%	9%	11%	10%	8%
	D						7%	15%	17%	14%	14%	13%	15%	14%	15%	15%	14%	13%	12%	12%
LosNotros220->Mulchen220	A		1%	1%	2%	2%	2%													
	D	1%	1%	2%	3%	3%	3%													
Mulchen220->Diguenes220	A						1%	11%	9%	4%	6%	6%	7%	7%	7%	7%	11%	10%	9%	11%
	D						1%	7%	6%	1%	7%	7%	6%	7%	7%	12%	13%	13%	14%	13%
RioMalleco220->Mulchen220	A		2%	5%	8%	7%	8%	10%	7%											
	D		3%	3%	3%	2%	2%	2%	1%											
Charrua220->SantaClara220	A	40%	40%	27%	34%	35%	25%			1%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	7%	7%	7%	8%
	D	29%	36%	35%	37%	37%	25%									7%	7%	9%	9%	10%
SantaClara220->Mulchen220	A	24%	23%	15%	25%	26%	19%													
	D	12%	21%	25%	29%	30%	21%													
Lastarria220->Ciruelos220	A	11%			15%	15%	16%	17%	12%											
	D	16%	25%	24%	26%	24%	25%	25%	16%											

El primer caso aplica al tramo auxiliar “Ancoa500Aux->Ancoa500” que representa el flujo desde las SS/EE Charrúa y Entre Ríos hacia la S/E Ancoa. La congestión se intensifica en el escenario D, con probabilidades de congestión que llegan hasta el 12%. Esto se relaciona con la mayor demanda del escenario D y el mayor desarrollo de proyectos eólicos en la subzona entre Charrúa y Ciruelos (Figura 3-5).

El segundo caso se relaciona con el seccionamiento de la línea 2x220 kV Los Notros - Mulchén en S/E Digüeñes. El tramo 2x220 kV Digüeñes - Los Notros presenta posibles congestiones en ambos escenarios, siendo más alta en el escenario D, con un rango entre 12% y 17% desde 2032 hasta el

final del horizonte. En el caso del tramo 2x220 kV Mulchén - Digüeñes, en ambos escenarios, su probabilidad de congestión aumenta progresivamente, llegando al 13% en 2043 en el escenario D, a pesar del aumento de capacidad previsto en el segundo semestre de 2030. Ambas posibles congestiones son señal de la efectividad de la subestación al colectar los flujos provenientes del entorno de la zona de Mulchén.

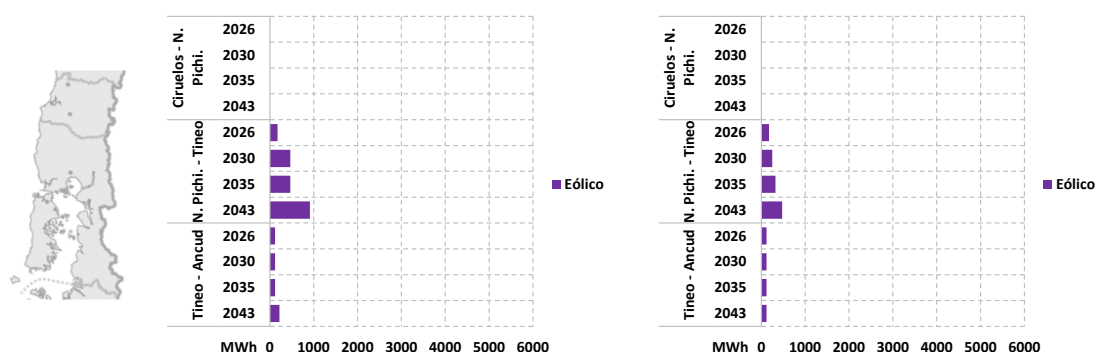


Figura 3-6. Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Ciruelos y Ancud para escenarios A y D, respectivamente.

En la zona más al sur del SEN, entre las SS/EE Ciruelos y Ancud, el desarrollo se compone exclusivamente de centrales eólicas, como se muestra en la Figura 3-6.

La Tabla 3.7 presenta las probabilidades de congestión durante las horas diurnas en esta zona. Sólo se encuentra potenciales congestiones relevantes en las líneas 2x220 kV Valdivia - El Laurel y 2x220 kV Rahue - Frutillar Norte⁴.

Las potenciales congestiones en la línea 2x220 kV Valdivia - El Laurel, que alcanzan hasta el 15% en el escenario A durante los primeros cinco años, se reducen a partir de 2033 debido a la entrada en operación de la línea 2x500kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli. Ambas líneas forman parte de corredores paralelos que permiten un equilibrio de cargas.

⁴ La empresa ENEL Generación Chile ha informado la potencial instalación de un sistema de almacenamiento en la zona sur para mejorar las condiciones operativas durante la ejecución de los trabajos de cambio de conductor del tramo 2x220 Ciruelos – Cautín. A la fecha, no se ha confirmado la ejecución de esa obra. Cabe destacar que la modelación no incluye la indisponibilidad de un circuito de la línea 220 kV durante la ejecución de los trabajos, ya que el objetivo del diagnóstico es identificar qué expansiones se requieren en el sistema de transmisión después de ejecutadas las obras en construcción y decretadas a la fecha

En cuanto a la línea 2x220 kV Rahue - Frutillar Norte, las probabilidades de congestión son mínimas a partir de 2033, pero aumentan gradualmente en el escenario A, llegando al 17% en 2043. En el escenario D, no se observa una probabilidad significativa de congestión debido al menor desarrollo de proyectos eólicos en el extremo sur del SEN.

Tabla 3.7. Potenciales congestiones entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario diurno.

Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Ciruelos220A->Valdivia220	A		1%		1%		1%	1%	1%											
	D				1%	1%	3%	3%	4%									5%	6%	5%
Valdivia220->ElLaurel220	A	18%	19%	19%	15%	12%	14%	15%	12%											
	D	16%	14%	13%	11%	8%	8%	7%	7%											
Rahue220->FrutillarNorte220	A								2%	7%	8%	7%	9%	11%	10%	10%	17%	16%	17%	17%
	D									1%	2%	2%	1%	3%	3%	3%	3%	5%	5%	5%

En el horario nocturno, la Tabla 3.8 muestra las probabilidades de congestión en las líneas entre las subestaciones Ciruelos – Ancud.

Tabla 3.8. Potenciales congestiones entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario nocturno.

Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Ciruelos220A->Valdivia220	A								1%	2%	2%	3%	3%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%
	D								1%	1%	2%	2%	2%	1%	1%	2%	2%	28%	29%	30%
Valdivia220->ElLaurel220	A	33%	48%	48%	33%	33%	35%	33%	24%	1%	1%	1%	1%							
	D	37%	32%	29%	28%	29%	28%	28%	17%		1%							2%	1%	2%
Pichirropulli500->Pichirropulli220	A								1%	2%	2%	3%	2%	3%	2%	3%	4%	3%	2%	2%
	D								1%	3%	2%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	8%	9%	9%
Rahue220->FrutillarNorte220	A								5%	19%	20%	19%	22%	27%	29%	28%	40%	40%	42%	41%
	D								2%	8%	10%	11%	10%	14%	14%	14%	16%	19%	20%	23%

Al igual que en el horario diurno, la línea 2x220 kV Valdivia - El Laurel podría experimentar congestiones desde el inicio de la evaluación, que se intensifican considerablemente durante la noche en ambos escenarios. La nueva línea 2x500kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli reduce significativamente la probabilidad de congestión a partir de 2033, no superando el 4% en ninguno de los escenarios.

La línea 2x220 kV Rahue - Frutillar Norte también muestra un aumento en las probabilidades de congestión durante las horas nocturnas en comparación con el horario diurno. En el escenario A, estas probabilidades aumentan gradualmente desde el 19% en 2033 hasta alcanzar el 41% en 2043. En el escenario D, las probabilidades oscilan entre el 8% y el 23% desde 2033.

3.1.3 ANÁLISIS DE RECORTES DE ENERGÍA

Se realiza un análisis del aprovechamiento de los recursos renovables variables del SEN utilizando como referencia los años 2025, 2029 y 2035, que recogen los efectos de los nuevos proyectos y candidatos de generación en sus distintas etapas de concreción.

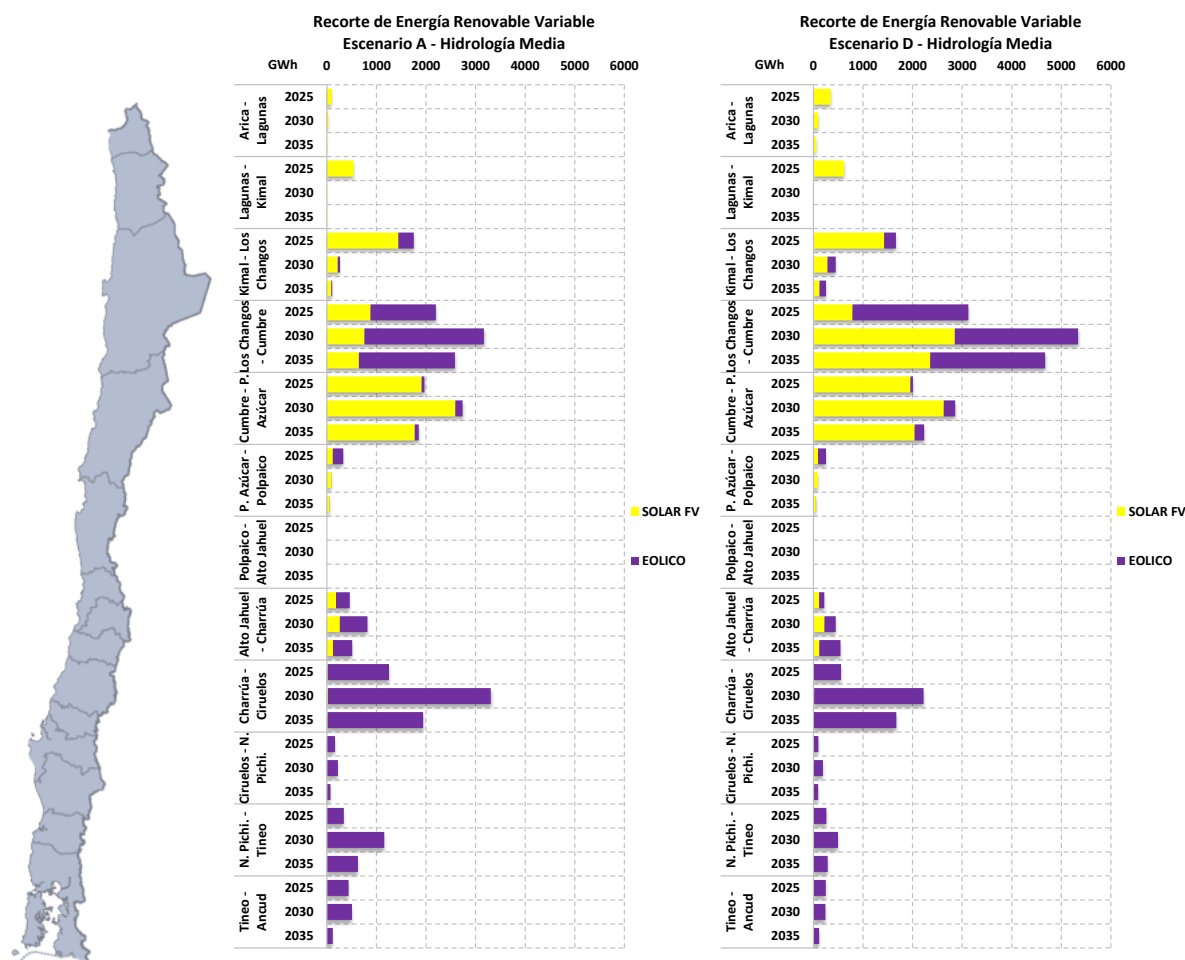


Figura 3-7. Vertimiento por zona en el SEN, Escenarios A y D.

Se evidencia recortes de aproximadamente 9 TWh al año 2025, 12 TWh al año 2030 y entre 7 y 10 TWh en el año 2035. Se observa un recorte de hasta 2 TWh en la zona del entorno de S/E Kimal al año 2025. Sin embargo, este recorte se minimiza hasta aproximadamente 0.2 TWh con la entrada

en operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, y será efectivo a largo plazo, siempre que no continúe la sobreinstalación de centrales ERV, principalmente Solar FV. También se observa un alto nivel de recortes de ERV en el entorno de Taltal, en el Norte Chico y desde la SS/EE Charrúa hacia el sur, a pesar de que se han planificado importantes obras de expansión en esas zonas.

3.1.4 ANÁLISIS DE COSTOS MARGINALES

Finalmente, se lleva a cabo una revisión de los perfiles de costos marginales de energía esperados, agrupados anualmente. Esta representación permite identificar zonas del sistema de transmisión que podrían presentar desequilibrios debido a congestiones, lo que a su vez ayuda a identificar la necesidad de posibles expansiones en la capacidad de transmisión. Para este propósito, se consideran representativas las siguientes ubicaciones de norte a sur: Lagunas 220 kV, Kimal 500 kV, Cumbre 500 kV, Nueva Pan de Azúcar 500 kV, Polpaico 500 kV, Alto Jahuel 500 kV, Charrúa 500 kV y Tineo 220 kV.

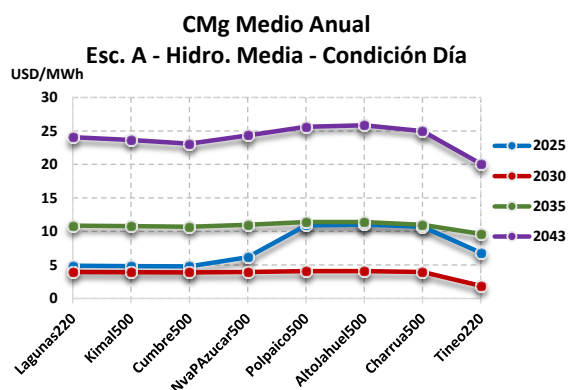


Figura 3-8. Costo marginal promedio anual, en horario diurno e hidrología media, escenario A.

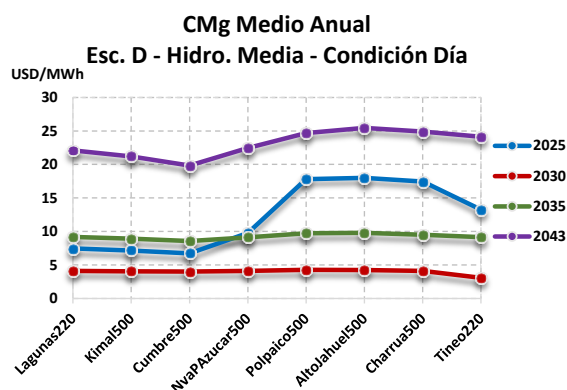


Figura 3-9. Costo marginal promedio anual, en horario diurno e hidrología media, escenario D.

En horario diurno, el costo marginal es más alto en el escenario D en el año 2025, con mayor demanda. A pesar de tener una mayor capacidad de Energías Renovables Variables (ERV), esta energía se recorta en ambos escenarios, lo que influye en el perfil de costos marginales.

En ambos escenarios, se observan diferencias notables para el año 2025 entre el Norte Grande y el Centro-Sur del sistema (Escenario A: 4,8 USD/MWh vs. 10,9 USD/MWh), debido a la generación solar fotovoltaica y eólica prevista en el norte del SEN. Posteriormente, con la entrada en operación de nuevos proyectos de generación y la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, en el año 2030 se observa un

costo marginal medio bajo y plano en todo el SEN (3,9 USD/MWh vs. 4,1 USD/MWh). El sistema mantiene un perfil plano de costos marginales medios anuales crecientes hasta el año 2036. Finalmente, a largo plazo, el costo marginal alcanza valores de hasta 25,6 USD/MWh y 24,7 USD/MWh en la Polpaico 500 kV.

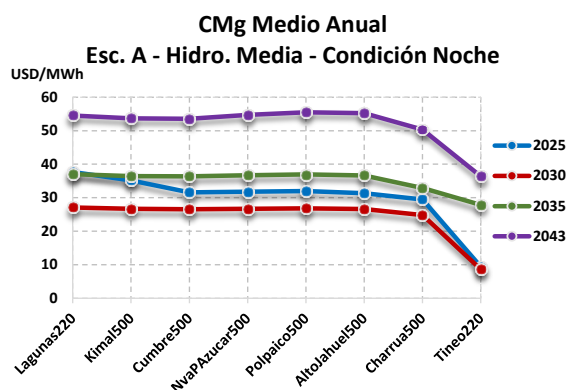


Figura 3-10. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno e hidrología media, escenario A.

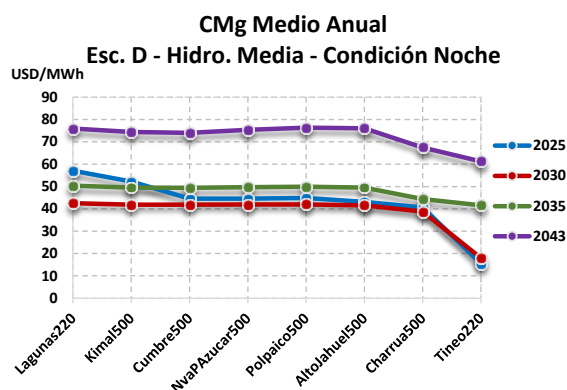


Figura 3-11. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno e hidrología media, escenario D.

En horario nocturno, también se observan perfiles similares de costo marginal medio anual en ambos escenarios, con un notable aumento en condiciones de mayor demanda (Polpaico - 2025: 32,0 USD/MWh vs. 44,8 USD/MWh). A diferencia del horario diurno, donde las posibles congestiones debido a altos flujos provenientes desde centrales en tecnología solar fotovoltaica generan diferencias en el costo entre el Norte y el Centro, en la noche se ven diferencias entre el Centro y el Sur debido a los excedentes de generación eólica en el sur, que se atenúan con obras de energización en 500 kV (Escenario A - 2035: Alto Jahuel 500 kV 36,6 USD/MWh vs. Tineo 220 kV 27,9 USD/MWh).

3.1.5 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

A continuación, se presentan los principales resultados de flujos esperados en instalaciones del SEN, para los escenarios A y D. La totalidad de los resultados se encuentra disponible en el Apéndice I.

3.1.5.1 Zona Norte

Para la zona norte, comprendida entre las subestaciones Arica y Quillota, se espera el siguiente comportamiento de los flujos por las instalaciones de transmisión.

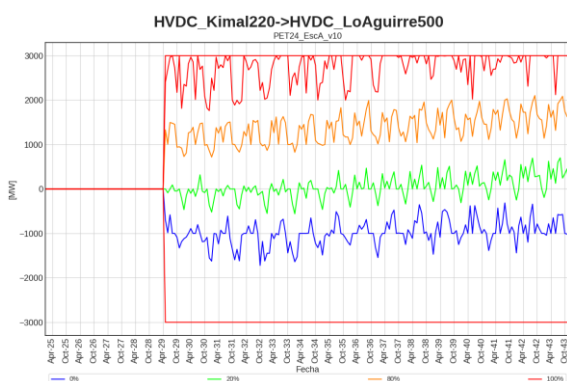


Figura 3-12. Uso esperado tramo HVDC Kimal - Lo Aguirre, Esc. A.

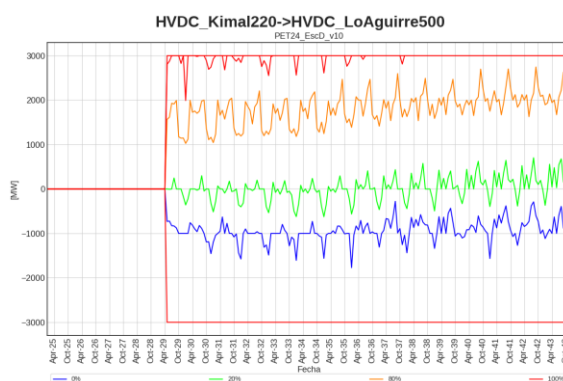


Figura 3-13. Uso esperado tramo HVDC Kimal - Lo Aguirre, Esc. D.

Los resultados indican un uso significativo, pero no potenciales congestiones severas en la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre de norte a sur en ambos escenarios. Es importante indicar que la simulación no fuerza la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre a operar en su capacidad máxima o en alguna consigna, sino que su operación es resultado de la operación económica en el SEN.

Cabe señalar que el uso de la línea HVDC depende en una gran proporción de los flujos provenientes desde 500 kV, por lo que en el largo plazo la capacidad máxima de los tramos Kimal 500/220 kV y 2x500 kV Los Changos – Kimal ha sido relajada para ampliar el diagnóstico del sistema de transmisión nacional. En este sentido se observa que la operación óptima de ambos tramos se encontrará por sobre su capacidad nominal, es decir, podría presentar posibles congestiones durante algunas horas del día.

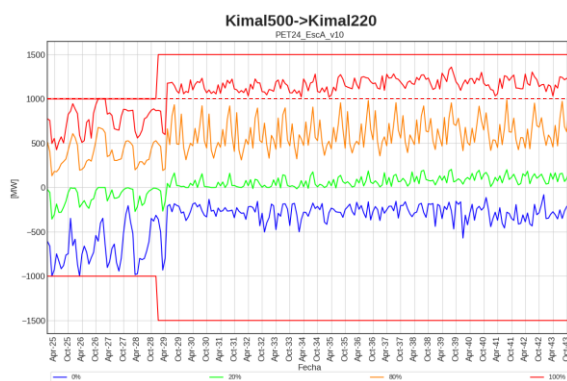


Figura 3-14. Uso esperado tramo Kimal 500/220 kV.

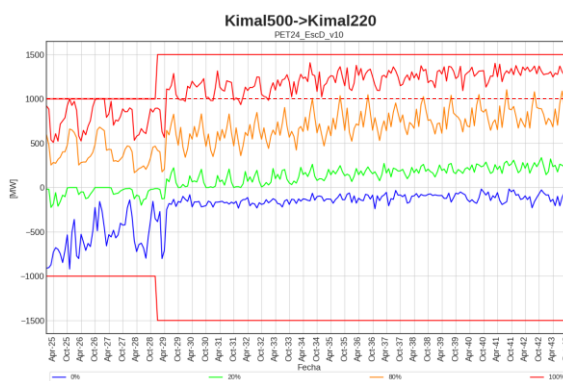


Figura 3-15. Uso esperado tramo Kimal 500/220 kV.

En relación con el tramo 220 kV Nueva Chuquicamata - Kimal, se evidencia que el incremento de proyectos eólicos en la zona de Calama resulta en la posibilidad de congestiones a partir de 2027 en el escenario D. Esto se origina por la conexión de dichos proyectos a la subestación Nueva Chuquicamata desde 2026.

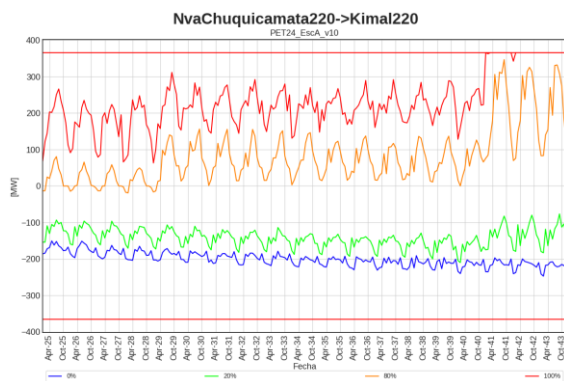


Figura 3-16. Uso esperado tramo 220 kV Nueva Chuquicamata - Kimal, Esc. A.

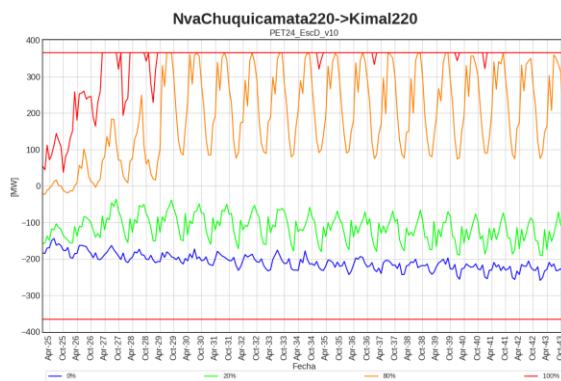


Figura 3-17. Uso esperado tramo 220 kV Nueva Chuquicamata - Kimal, Esc. D.

En el tramo Parinas 500/220 kV, se prevén posibles congestiones debido a la capacidad de generación esperada en la zona. Aunque la subestación contará con tres bancos de autotransformadores en 2026, se ha impuesto un límite para la operación en estado estacionario de 1500 MW. También, a modo de supuesto para la modelación, se ha considerado que toda la generación esperada en la zona se conectará a las barras de 220 kV debido a que, a la fecha, no se identifica plantas o proyectos declarados en construcción que pudiesen proveer de nuevos puntos de conexión.

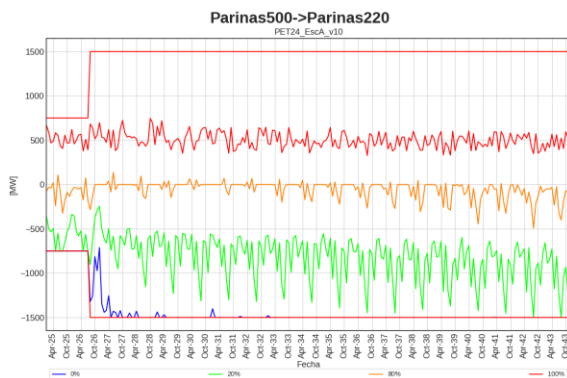


Figura 3-18. Uso esperado tramo Parinas 500/220 kV, Esc. A.

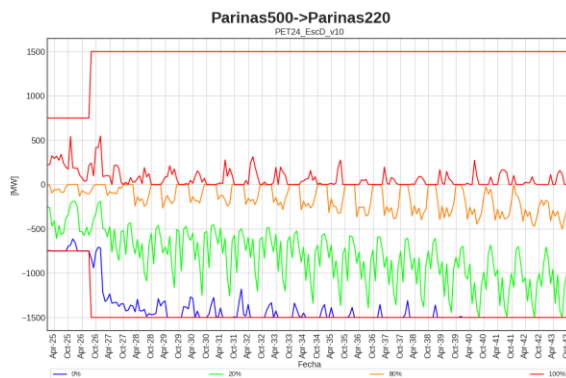


Figura 3-19. Uso esperado tramo Parinas 500/220 kV, Esc. D.

Por otro lado, la congestión mencionada se refleja principalmente hacia el norte en el tramo 2x500 kV Los Changos – Parinas.

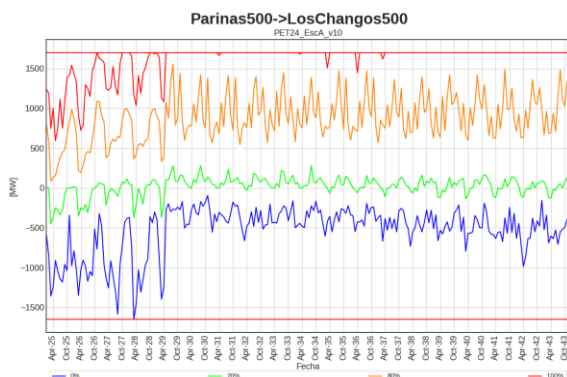


Figura 3-20. Uso esperado tramo 500 kV Parinas – Los Changos, Esc. A.

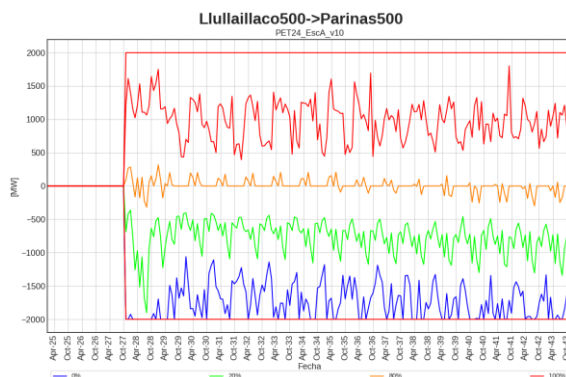


Figura 3-21. Uso esperado tramo 500 kV Llullaillaco – Parinas, Esc. A.

La situación en el Norte Chico muestra un potencial alto uso de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar y congestiones ocasionales en el tramo 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. Las obras "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre" y "Nuevo Sistema de Control de Flujos Mediante Almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre" tienen un efecto significativo, mientras que el impacto de la obra "Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella" es limitado en el sistema de 500 kV debido a la diferencia de capacidad entre corredores de 220 kV y 500 kV.

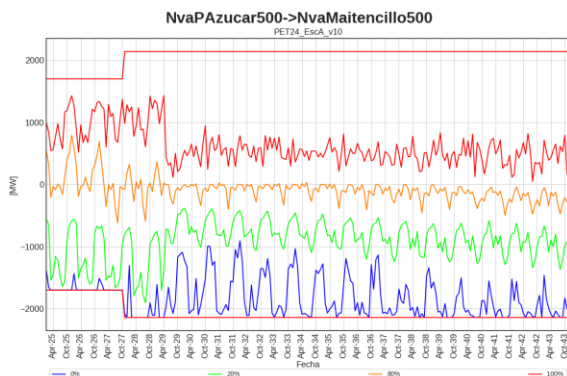


Figura 3-22. Uso esperado tramo 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Nueva Maitencillo, Esc. A.

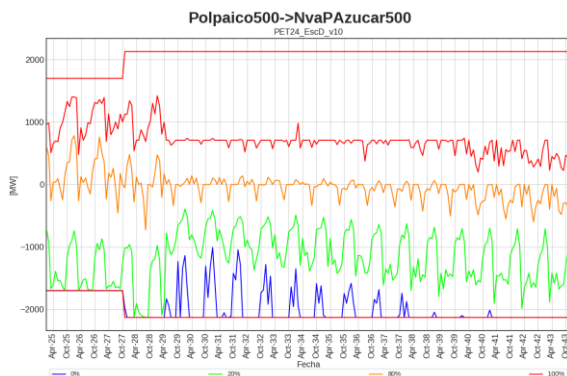


Figura 3-23. Uso esperado tramo 500 kV Polpaico - Nueva Pan de Azúcar, Esc. A.

El diagnóstico en el Norte Chico reveló un bajo uso de los nuevos tramos de 220 kV entre las subestaciones Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar. Además, su uso no es óptimo en el sentido en que la capacidad máxima de estos nuevos tramos se ve reducida cuando se calcula su límite por seguridad, ya que las altas transferencias por estas líneas podrían causar sobrecargas en el antiguo corredor de 220 kV ante la pérdida de un circuito.

Este diagnóstico coincide en principio con la necesidad que busca abordarse mediante la obra propuesta "Sistema de control de flujos para la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada", presentada por Transelec en la convocatoria de obras urgentes de la CNE.

Tabla 3.9. Límite térmico y N-1 luego de las obras de expansión en 220 kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar.

Tramo	Límite N-1 [MVA]	Límite térmico por circuito [MVA] ⁵
2x220 kV Nueva Maitencillo – Don Héctor	373	500
2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada	755	500
2x220 kV Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar	336	500

Es importante mencionar que este ejercicio relaja la capacidad máxima en el sistema de 220 kV del Norte Chico, evitando que afecten el diagnóstico del corredor en paralelo de 500 kV. Como resultado, en la Sección 4.1.2, no se observan posibles flujos que superen la capacidad máxima en

⁵ Límite térmico mínimo requerido en descripción de la obra "Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA" en Decreto Exento N°373/2016.

los siguientes tramos: Nueva Maitencillo 500/220 kV, 2x220 kV Pan de Azúcar – Don Héctor, 2x220 kV Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar, 2x220 kV Las Palmas – Punta Sierra (hasta la entrada en funcionamiento de la obra "Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella") y en tramos del corredor de 220 kV entre las subestaciones Las Palmas y Quillota.

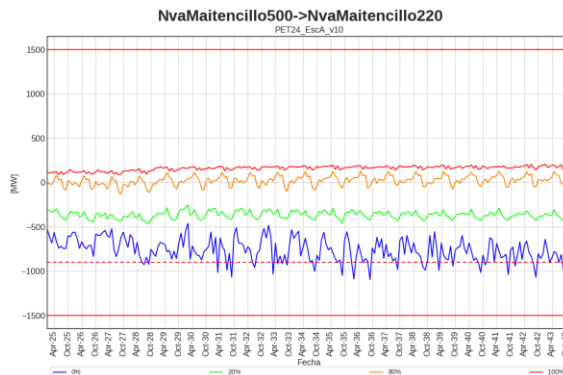


Figura 3-24. Uso esperado tramo Nueva Maitencillo 500/220 kV, Esc. A.

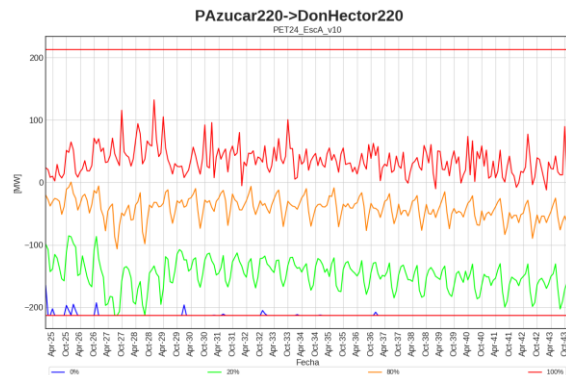


Figura 3-25. Uso esperado tramo 200 kV Pan de Azúcar – Don Héctor, Esc. A.

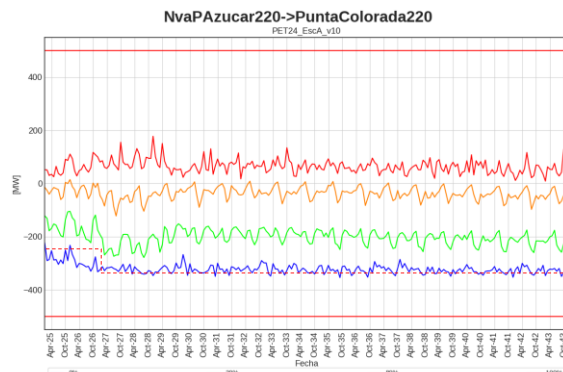


Figura 3-26. Uso esperado tramo 220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Colorada, Esc. A.

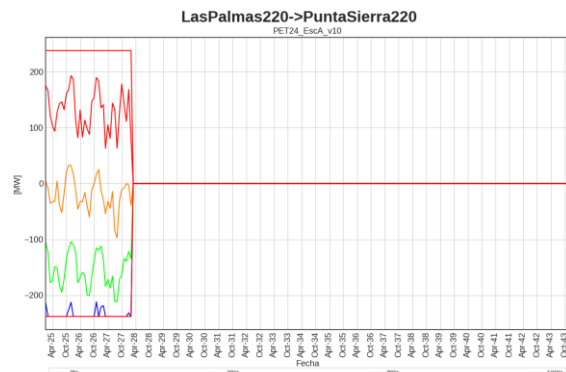


Figura 3-27. Uso esperado tramo 220 kV Las Palmas – Punta Sierra (Previo a obra de sistema de control de flujos en 220 kV), Esc. A.

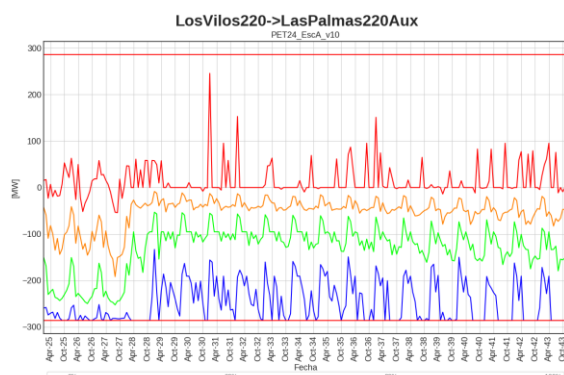


Figura 3-28. Uso esperado tramo 220 kV Los Vilos – Las Palmas, Esc. A.

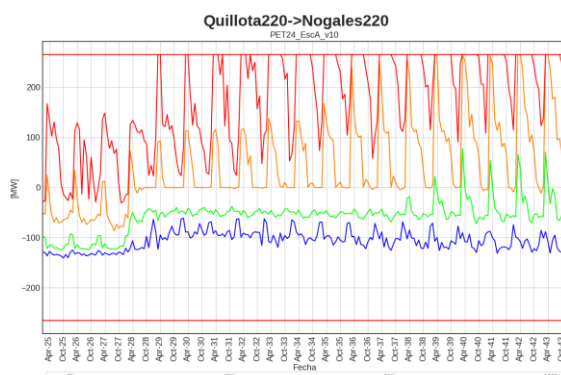


Figura 3-29. Uso esperado tramo 220 kV Quillota – Nogales, Esc. A.

3.1.5.2 Zona Centro

En la zona central, que abarca desde las subestaciones Quillota hasta Alto Jahuel, solo se podría esperar congestiones en los tramos de transformación 500/220 kV ubicados en la Región Metropolitana, con la excepción del tramo 2x220 kV Lampa – Polpaico.

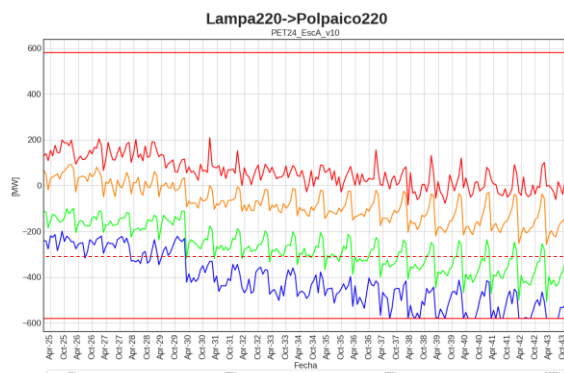


Figura 3-30. Uso esperado tramo 220 kV Lampa – Polpaico, Esc. A.

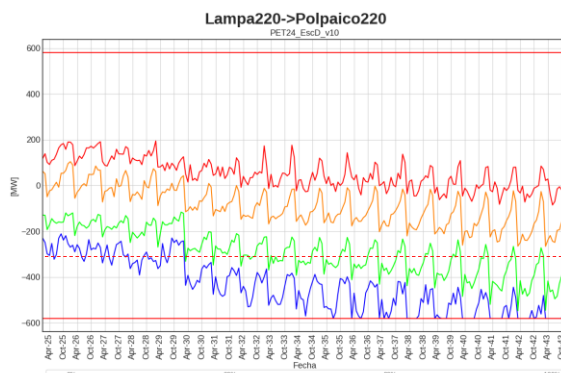


Figura 3-31. Uso esperado tramo 500 kV Lampa – Polpaico, Esc. D.

Los tramos de transformación 500/220 kV en la Región Metropolitana se han liberado para dar prioridad al diagnóstico de 500 kV. Sin embargo, es importante destacar que, en un despacho óptimo del sistema, se podría esperar que estos tramos alcancen su capacidad máxima y se podrían congestionar. Además, se ha tenido en cuenta su límite por seguridad calculado en estado estacionario después de la pérdida de un banco de autotransformadores. La Tabla 3.10 indica el año en que se prevé que su capacidad sea superada:

Tabla 3.10. Año de congestión en tramos de transformación 500/220 kV de la Región Metropolitana.

Tramo	Año congestión N-1	Año congestión N
Polpaico 500/220 kV 2x750 MVA	2028	2035
Lo Aguirre 500/220 kV 1x750 MVA (2x750 MVA)	2028	2042
Alto Jahuel 500/220 kV 3x750 MVA	2034	-

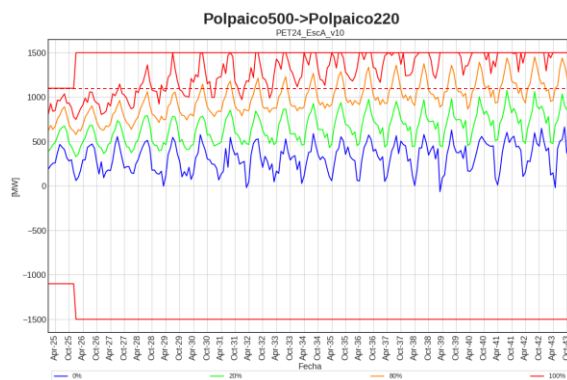


Figura 3-32. Uso esperado tramo Polpaico 500/220 kV, Esc. A.

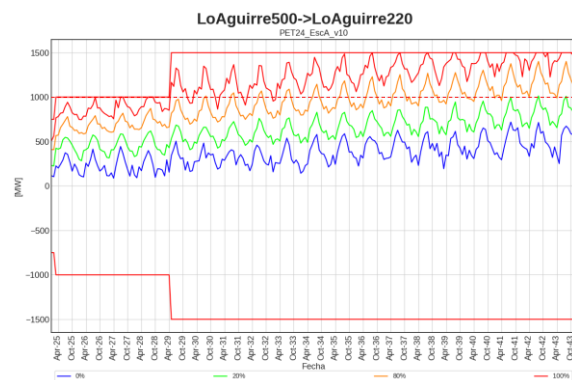


Figura 3-33. Uso esperado tramo Lo Aguirre 500/220 kV, Esc. A.

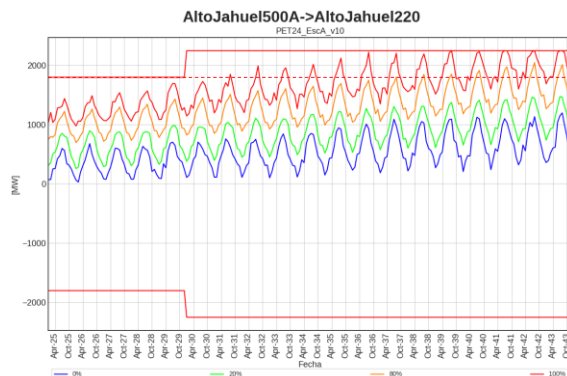


Figura 3-34. Uso esperado tramo Alto Jahuel 500/220 kV, Esc. A.

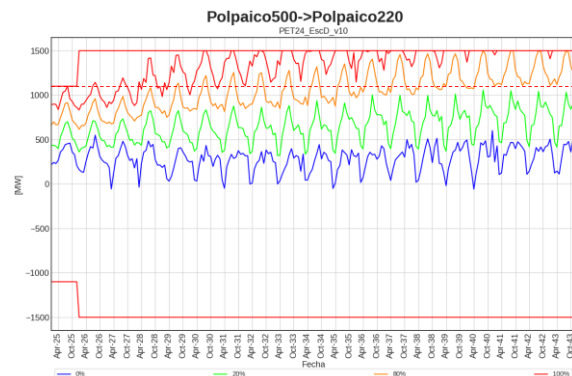


Figura 3-35. Uso esperado tramo Polpaico 500/220 kV, Esc. D.

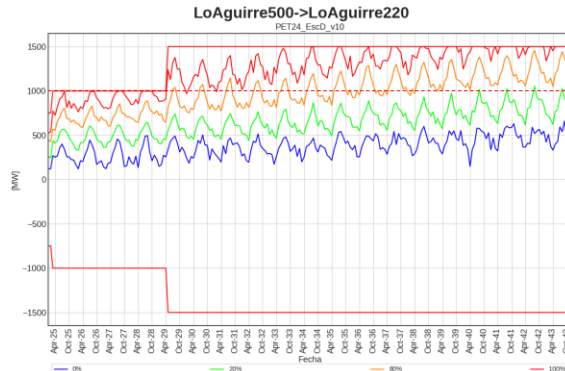


Figura 3-35. Uso esperado tramo Lo Aguirre 500/220 kV, Esc. D.

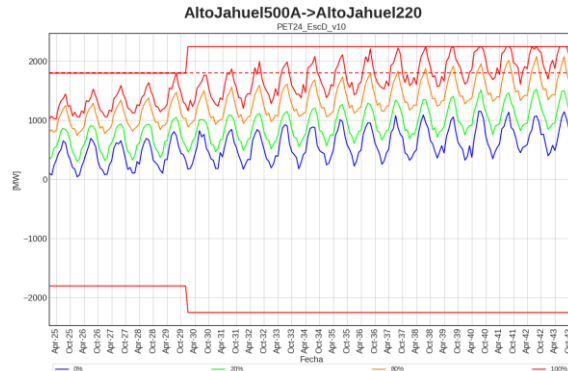


Figura 3-36. Uso esperado tramo Alto Jahuel 500/220 kV, Esc. D.

Es importante destacar que, para esta zona, se considera en servicio el aumento de capacidad del tramo 2x500 kV Alto Jahuel-Lo Aguirre, de acuerdo con lo definido en el correspondiente decreto (PES en marzo 2025). La situación operacional actual puede presentar congestiones, que en el mediano y largo plazo desaparecerían, con la puesta en servicio de esa obra.

3.1.5.3 Zona Centro – Sur

En cuanto a la zona Centro – Sur del SEN, comprendida entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa se espera el siguiente comportamiento de los flujos por las instalaciones de transmisión.

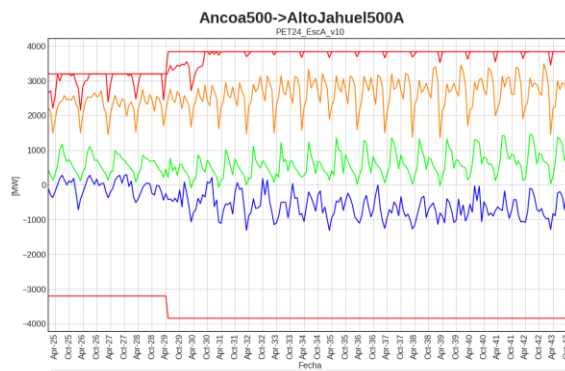


Figura 3-37. Uso esperado tramo 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, Esc. A.

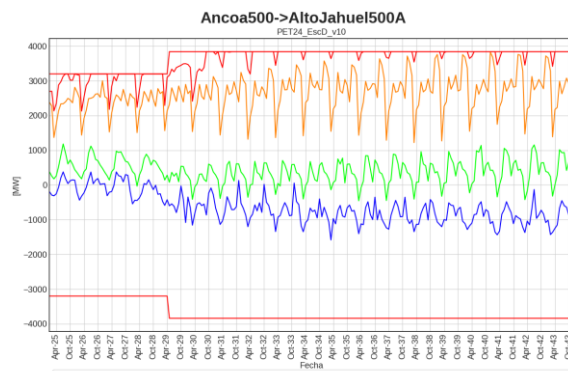


Figura 3-38. Uso esperado tramo 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, Esc. D.

Se observan posibles congestiones en el tramo 4x500 kV Alto Jahuel – Ancoa, las cuales son atenuadas debido a la capacidad máxima alcanzable con la interconexión del proyecto “Nuevo

Equipo de Compensación Reactiva (NCER AT)” ubicado en S/E Maipo y el proyecto “Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre”. Es importante señalar que, de igual forma a procesos anteriores, este tramo continúa siendo el cuello de botella de los flujos potencia provenientes desde el sur del SEN.

Es importante destacar, que en la condición operacional actual el tramo 4x500 kV Alto Jahuel – Ancoa se ve congestionado. Si bien la congestión se ve disminuida considerando la PES de un nuevo CER en S/E Maipo para el 2025, dicho elemento no lograría permitir el uso del tramo hasta su límite térmico, presentándose un límite de transmisión por seguridad relacionado a estabilidad de tensión, que no permitiría resolver toda la posible congestión prevista.

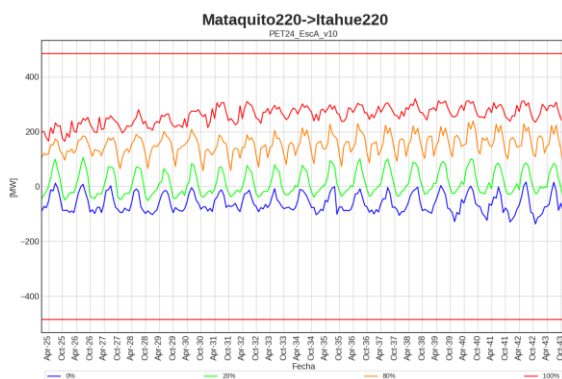


Figura 3-39. Uso esperado tramo 220 kV Mataquito – Itahue, Esc. A.

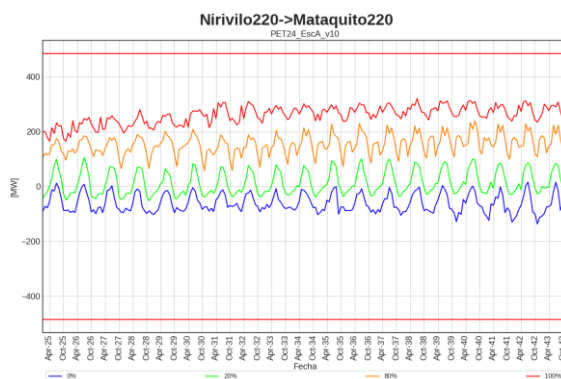


Figura 3-40. Uso esperado tramo 220 kV Nirivilo – Mataquito, Esc. A.

En contraposición a la situación observada en las líneas de 500 kV, se observa un bajo uso del circuito costero de 220 kV, principalmente compuesto por el proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui”, ubicado entre las SS/EE Ancoa y Charrúa debido a la baja capacidad de generación instalada en dicha zona y a que las líneas existentes en el sistema troncal de 220 kV y de 500 kV constituyen una ruta más directa para los flujos provenientes desde la subestación Charrúa hacia el sur.

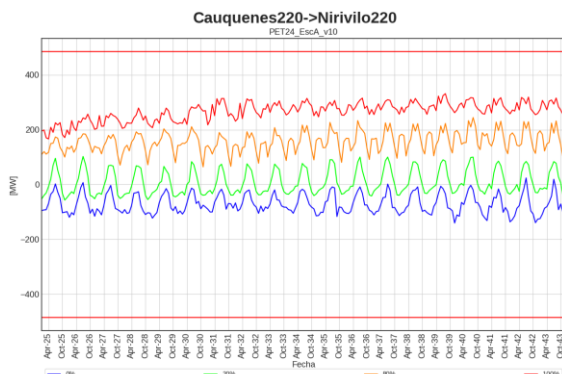


Figura 3-41. Uso esperado tramo 220 kV Nueva Cauquenes – Nirivilo, Esc. A.

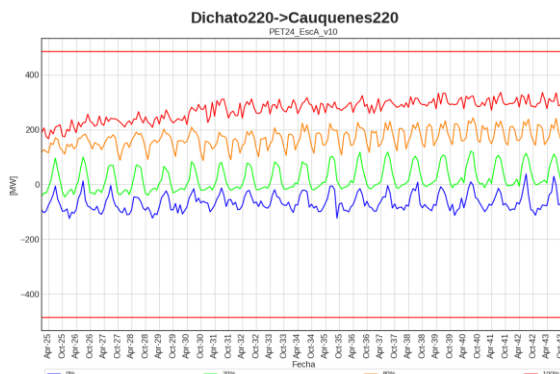


Figura 3-42. Uso esperado tramo 220 kV Dichato – Nueva Cauquenes, Esc. A.

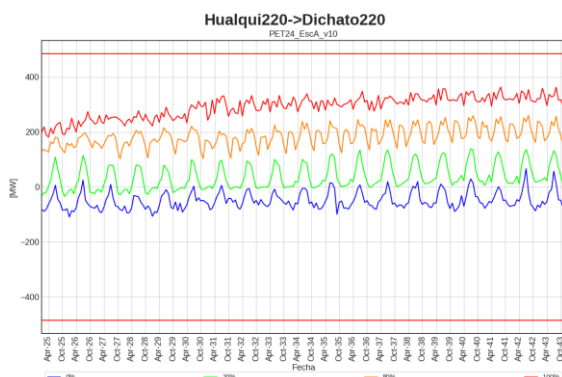


Figura 3-43. Uso esperado tramo 220 kV Hualqui – Dichato, Esc. A.

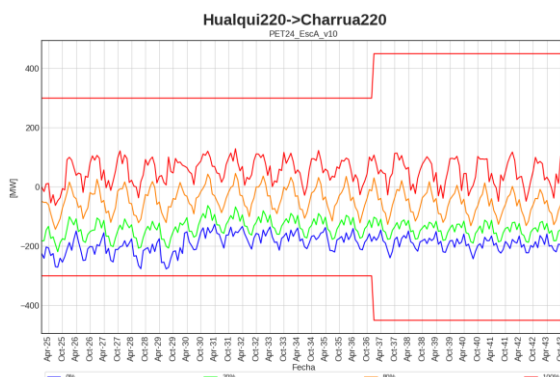


Figura 3-44. Uso esperado tramo 220 kV Hualqui – Charrúa, Esc. A.

3.1.5.4 Zona Sur

Por último, en la zona sur del SEN, desde S/E Charrúa al sur, se espera el siguiente comportamiento de los flujos por las instalaciones de transmisión. Estos resultados suponen el ingreso del tramo 500 kV Entre Ríos – Digüeñes y 500 kV Digüeñes – Pichirropulli, a fines de los años 2030 y 2032 respectivamente.

Cabe destacar que, para esta zona, se considera en servicio el aumento de capacidad del tramo 2x220 kV Cautín-Ciruelos, de acuerdo con lo definido en el correspondiente decreto (PES estimada noviembre 2025). La situación operacional actual puede presentar congestiones, que en el mediano y largo plazo desaparecerían, con la puesta en servicio de esa obra.

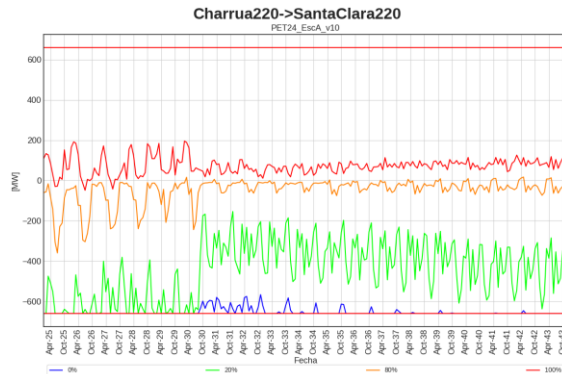


Figura 3-45. Uso esperado tramo 220 kV Charrúa – Santa Clara, Esc. A.

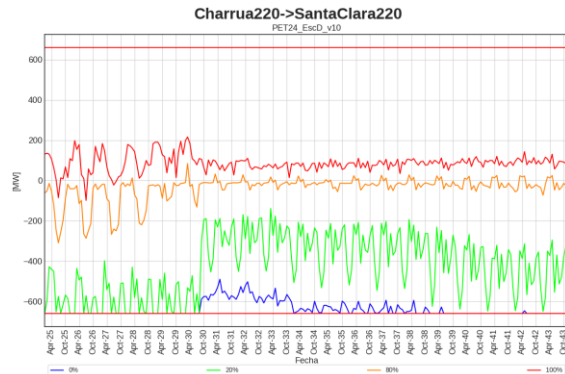


Figura 3-46. Uso esperado tramo 220 kV Charrúa – Santa Clara, Esc. D.

El tramo 2x220 kV Charrúa – Santa Clara muestra posibles congestiones desde el inicio debido al potencial eólico en la zona. Aunque la entrada en operación de la línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüen reduce la carga de la línea, la minuta DAOP N°03/2023 señala que la capacidad de la línea 2x220 kV Santa Clara – Charrúa se encuentra determinada por la desconexión intempestiva de una sección de barra de 220 kV en S/E Charrúa⁶ (línea punteada en Figura 3-45 y Figura 3-46), por lo que la obra antes mencionada no logra mitigar la congestión de este tramo.

⁶ Conforme a la minuta DAOP N°03/2023 *Evaluación de la capacidad operacional de los tramos de línea 2x220 kV Mulchén – Santa Clara – Charrúa, con la entrada en servicio de la S/E Los Notros*: “Las máximas transferencias de potencia del sistema de transmisión para flujos sur → norte desde S/E Mulchén las imponen las capacidades de diseño de la línea 2x220 kV Santa Clara - Charrúa, al aplicar el criterio de seguridad N-1 frente a la peor contingencia simple que viene dada por la desconexión intempestiva de una sección de barra 220 kV de S/E Charrúa (sección N°3, donde están conectados un circuito de las líneas 2x220 kV Santa Clara - Charrúa, Los Notros - Charrúa y el tramo 1x220 kV Tap Trupán - Charrúa).”

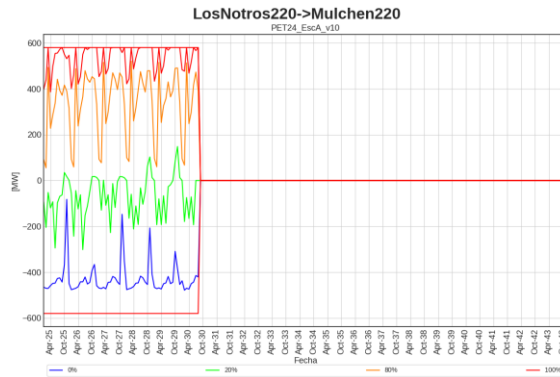


Figura 3-47. Uso esperado tramo 220 kV Los Notros - Mulchén, Esc. A.

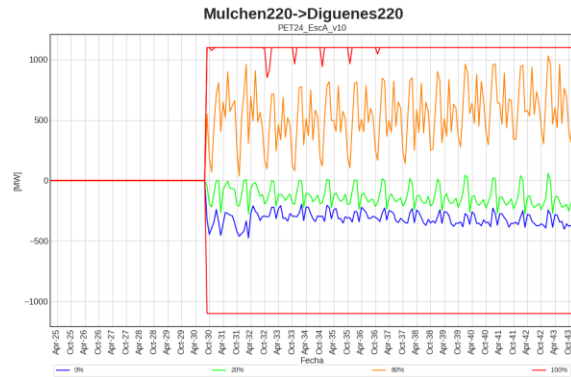


Figura 3-48. Uso esperado tramo 220 kV Mulchén - Digüenes, Esc. A.

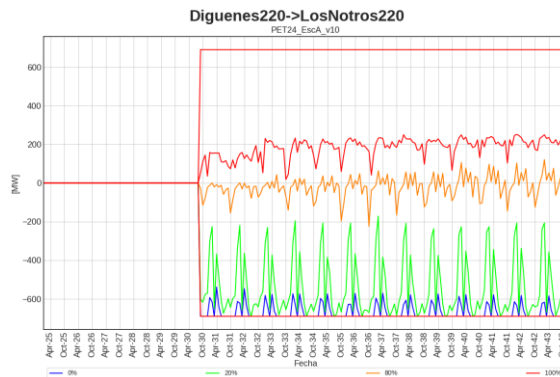


Figura 3-49. Uso esperado tramo 220 kV Digüenes - Los Notros, Esc. A.

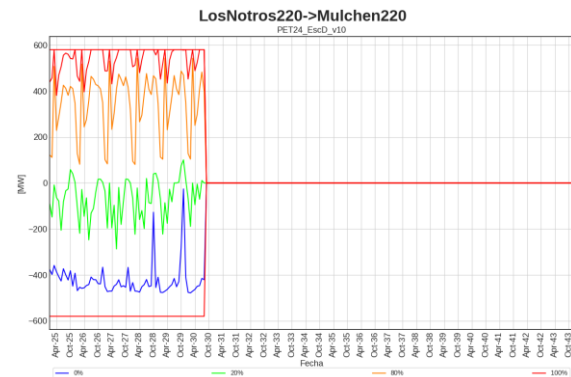


Figura 3-50. Uso esperado tramo 220 kV Los Notros - Mulchén, Esc. D.

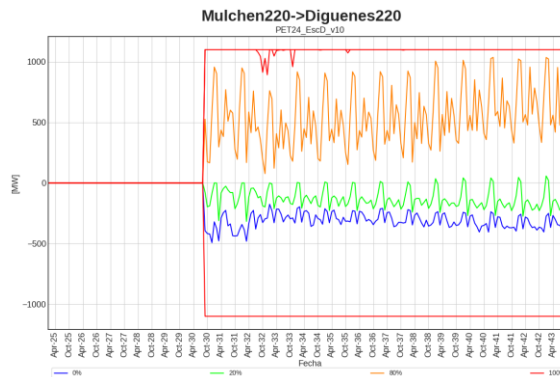


Figura 3-51. Uso esperado tramo 220 kV Mulchén - Digüenes, Esc. D.

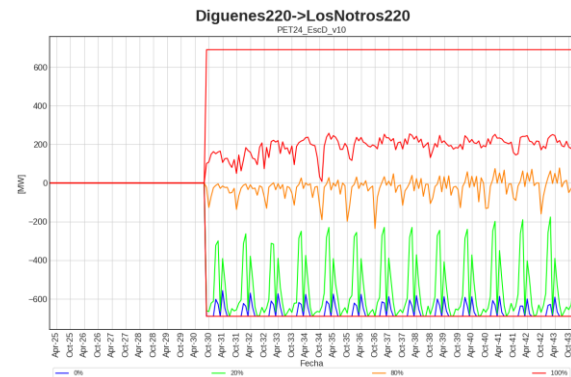


Figura 3-52. Uso esperado tramo 220 kV Digüenes - Los Notros, Esc. D.

El potencial eólico es la principal causa de congestión en el tramo 2x220 kV Los Notros – Mulchén, que se secciona en la SS/EE Digüeñes en 2030. El tramo resultante, 2x220 kV Mulchén – Digüeñes, experimenta posibles congestiones desde su entrada en operación, a pesar del aumento de capacidad proyectado tras el seccionamiento. Del mismo modo, el tramo 2x220 kV Digüeñes – Los Notros presenta probabilidad de congestión desde su origen.

Ambas líneas resultantes podrían experimentar congestiones en dirección a la S/E Digüeñes, lo que indica una tendencia a permitir la evacuación de generación a través del nuevo corredor en 500 kV. Antes del seccionamiento, la línea podría congestionarse hacia la subestación Los Notros con una probabilidad inferior al 3%, pero también muestra probabilidades de uso en sentido opuesto cercanas a su límite N-1, lo que es esperado debido a que la S/E Los Notros permite la conexión de generación hidroeléctrica de la cuenca del Biobío.

Para complementar esta información, se presenta a continuación el uso esperado del tramo de transformación 500/220 kV de la S/E Digüeñes.

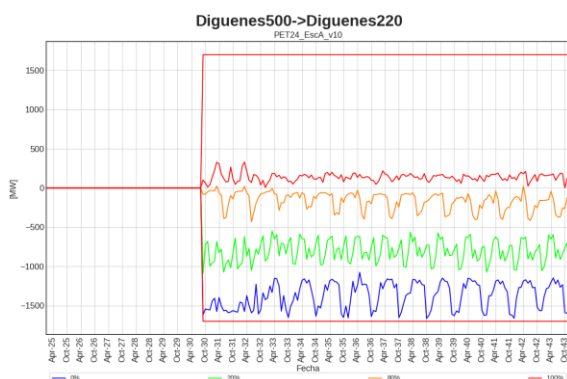


Figura 3-52. Uso esperado tramo Digüeñes 500/220 kV, Esc. A.

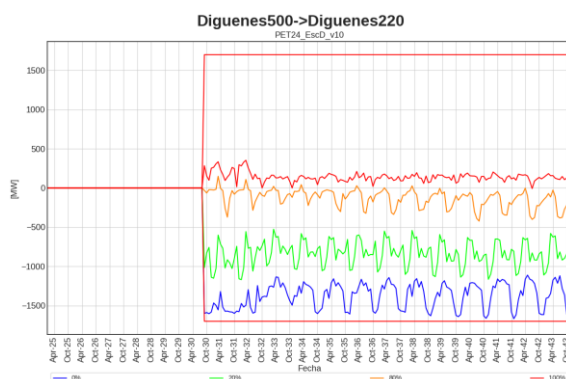


Figura 3-53. Uso esperado tramo Digüeñes 500/220 kV, Esc. D.

Los gráficos anteriores confirman que los tramos 2x220 kV Mulchén – Digüeñes y 2x220 kV Digüeñes – Los Notros, que se conectan en la barra de 220 kV de Digüeñes, permiten el transporte de generación a través del nuevo corredor en 500 kV en la zona sur. Aunque el tramo de transformación no se visualiza congestionado, las líneas de 220 kV si pudieran congestionarse, lo que resalta la importancia de monitorear la utilización de la subestación y considerar posibles expansiones de capacidad.

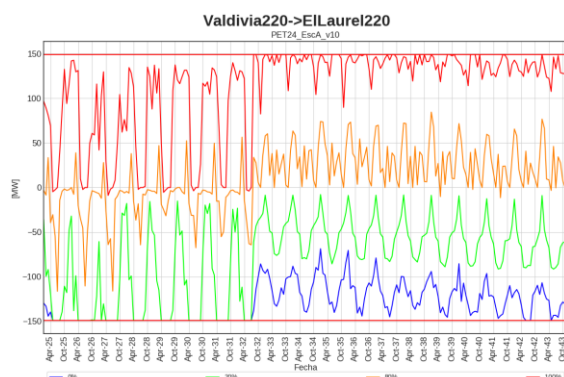


Figura 3-54. Uso esperado tramo 220 kV Valdivia - El Laurel, Esc. A.

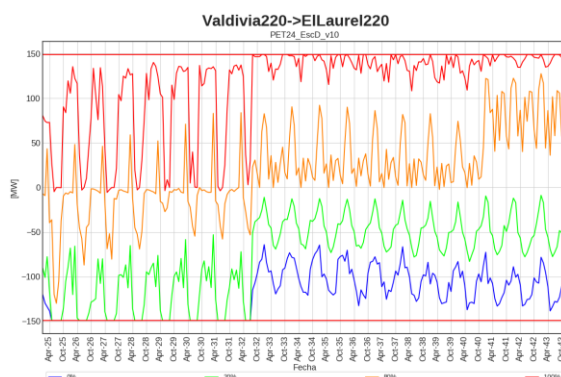


Figura 3-55. Uso esperado tramo 220 kV Valdivia - El Laurel, Esc. D.

En lo que respecta al tramo 2x220 kV Valdivia – El Laurel, muestra altas probabilidades de congestión desde el inicio de la evaluación hasta la entrada en operación del tramo paralelo 500 kV Digüeñes – Pichirropulli en el segundo semestre de 2032. Sin embargo, las congestiones podrían persistir con probabilidades inferiores al 5% en cada año, lo que sugiere la posibilidad de operar con un tramo abierto en el corredor comprendido entre las subestaciones Ciruelos, Valdivia y El Laurel.

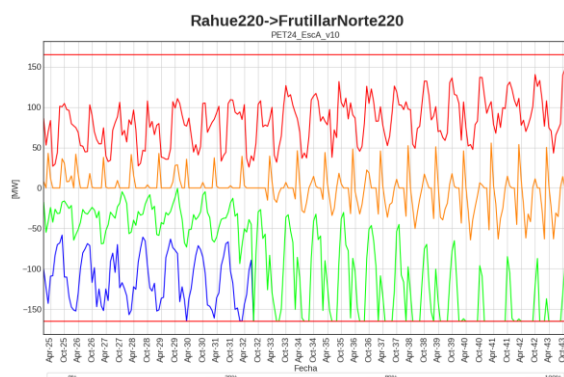


Figura 3-56. Uso esperado tramo 220 kV Rahue – Frutillar Norte, Esc. A.

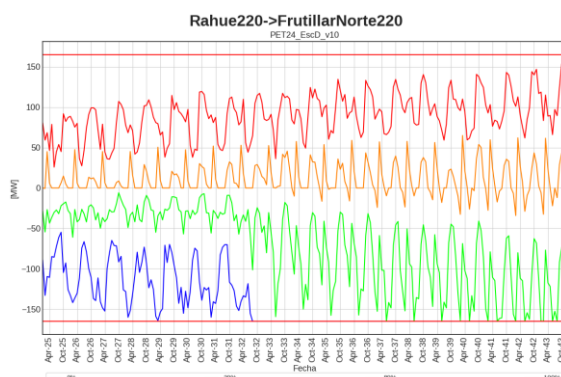


Figura 3-57. Uso esperado tramo 220 kV Rahue – Frutillar Norte, Esc. D.

Finalmente, se observa que el tramo 220 kV Rahue – Frutillar Norte presenta elevadas probabilidades de congestión desde el año 2033 en el sentido sur. Lo anterior, es consistente con el elevado potencial eólico de la zona Charrúa – Ciruelos, cuya exportación se facilita con la entrada del tramo 500 kV Digüeñes – Pichirropulli.

En síntesis, la entrada de la línea 500 kV Digüeñes – Pichirropulli, proyectada para septiembre del año 2032, tiene efectos opuestos para las líneas que se encuentran en paralelo y en serie. Permite aliviar la carga del corredor paralelo en 220kV, pero exige más a las líneas que abastecen a la región de Los Lagos.

3.2 DIAGNÓSTICO ZONAL ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 188.148 km². De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es de 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.

Tabla 3.11. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Arica – Diego de Almagro.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	46
Transformadores AT/AT	12
Líneas de Transmisión	34 (587 kilómetros)

3.2.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se presenta los resultados del diagnóstico del sistema de transmisión zonal, para el periodo 2023-2031 conforme a la metodología descrita en el Apéndice II. En línea con la metodología de análisis, se separa la presentación de los resultados de los transformadores AT/MT, de los transformadores AT/AT y líneas de transmisión, en vista que son diagnosticados en base a estudios que permiten identificar el máximo uso de éstos.

En el Apéndice III se presentan un mayor detalle respecto al diagnóstico zonal, describiendo los antecedentes empleados y el detalle de los resultados obtenidos, mientras que en el Apéndice VII se encuentran las bases de datos y el detalle de los resultados.

3.2.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual correspondiente al año 2023 presenta 4 transformadores con sobrecarga y 2 transformadores con un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentran con una cargabilidad bajo el 85% de su capacidad. La Figura 3-58 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 de acuerdo con la siguiente descripción:

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

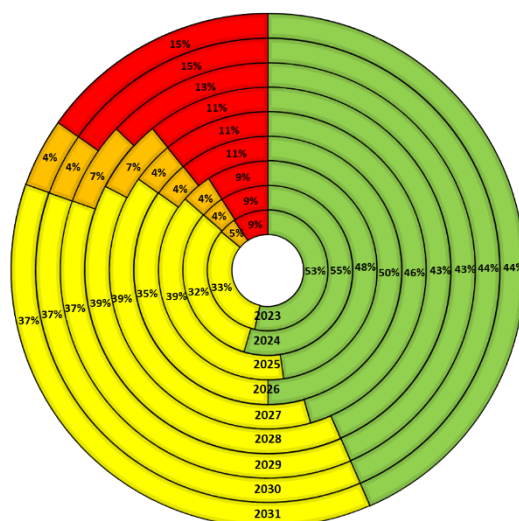


Figura 3-58. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Arica – Diego de Almagro.

El análisis de la Figura 3-58 permite observar que:

- Al año 2023 se aprecia que el 14% de los transformadores bajo condiciones de demanda máxima presenta episodios de cargabilidad sobre el 85% de su capacidad, mientras que un 86% de estos no supera dicha cargabilidad.
- Sin embargo, y producto del aumento de la demanda o traspasos de carga en los años posteriores al 2023, se observa que al final del periodo analizado (2031), un 19% de los transformadores de la zona de estudio podría presentar una condición de cargabilidad por sobre el 85% de su capacidad.

3.2.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 12 transformadores AT/AT y 34 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo éstas evaluadas en escenarios de verano día e invierno noche. La Figura 3-59 y Figura 3-60 presentan la evolución de los estados de las líneas

de transmisión y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2023 (círculo interior) hasta el año 2031 (círculo exterior), considerando el diagnóstico más crítico observado en los escenarios analizados.

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

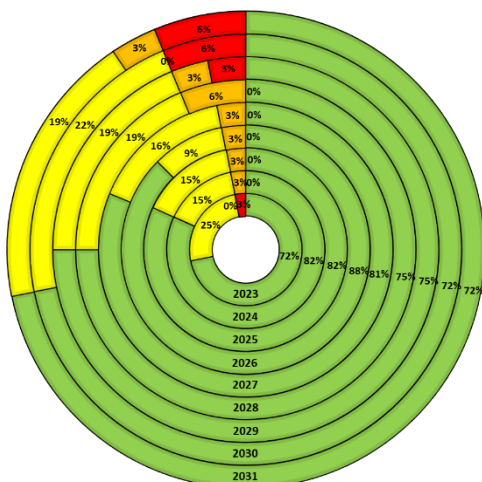


Figura 3-59. Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Arica – Diego de Almagro.

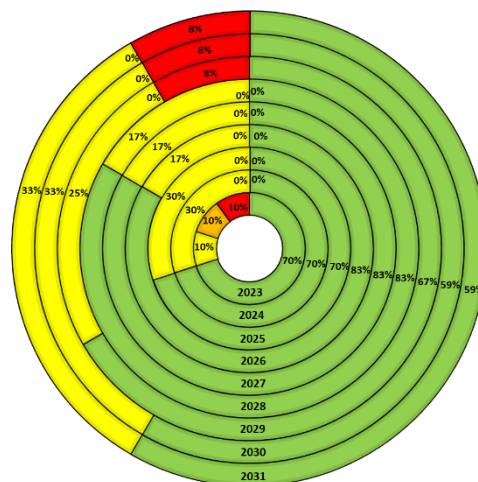


Figura 3-60. Evolución del estado de líneas de los transformadores AT/AT, Zona Arica – Diego de Almagro.

De los resultados obtenidos, se puede observar que podrían presentarse sobrecargas en un 6% del universo de líneas de transmisión zonales analizadas. Específicamente, 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 podrían presentar 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.

Con respecto a los transformadores AT/AT, se observa que al final del periodo analizado un 8% de los transformadores podrían presentar una condición de cargabilidad por sobre el 100% de su capacidad, en donde, el transformador que podría alcanzar 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 podría presentar 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.

3.3 DIAGNÓSTICO ZONAL DIEGO DE ALMAGRO - QUILLOTA

3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 116.058 km². De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es de 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.

Tabla 3.12. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Diego de Almagro – Quillota.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	61
Transformadores AT/AT	23
Líneas	55 (1446 kilómetros)

3.3.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se da a conocer el diagnóstico del sistema de transmisión zonal, para el periodo 2023-2031 conforme a la metodología descrita en el Apéndice II. En línea con la metodología de análisis, se separa la presentación de los resultados de los transformadores AT/MT, de los transformadores AT/AT y líneas de transmisión, en vista que son diagnosticados en base a estudios que permiten identificar el máximo uso de éstos.

En el Apéndice V se presentan un mayor detalle respecto al diagnóstico zonal, describiendo los antecedentes empleados y el detalle de los resultados obtenidos, mientras que en el Apéndice VII se encuentran las bases de datos y el detalle de los resultados.

3.3.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2023 presenta 1 transformador sobrecargado y 3 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 3-61 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2023 hasta el año 2028 (año 2023 al interior), donde los estados corresponden a:

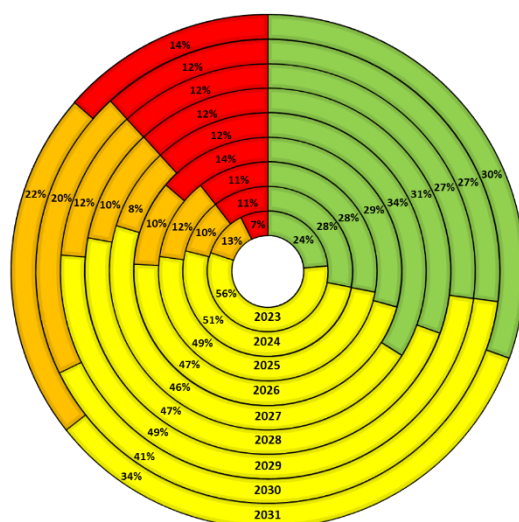


Figura 3-61. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Diego de Almagro – Quillota.

El análisis de la Figura 3-61 permite observar que:

- Al año 2023 se aprecia que el 13% de los transformadores bajo condiciones de demanda máxima, presenta episodios de cargabilidad entre el 85% y 100% de su capacidad, mientras que un 7% de estos supera el 100% de su capacidad nominal.
- 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 una cargabilidad por sobre el 100% de su capacidad.
- Los transformadores que podrían presentar una cargabilidad superior al 100% 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 Quínquimo 110/23 kV 20 MVA 1.

3.3.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 23 transformadores AT/AT y 55 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo éstas evaluadas en escenarios de verano día e invierno noche. La Figura 3-62 y Figura 3-63 presentan la evolución de los estados de las líneas de transmisión y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior), considerando el diagnóstico más crítico observado en los escenarios analizados.

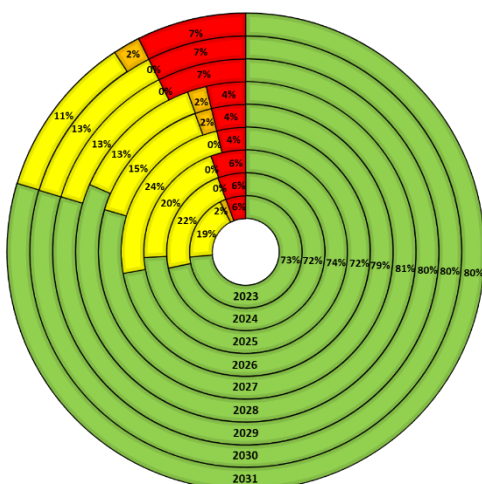


Figura 3-62. Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Diego de Almagro – Quillota.

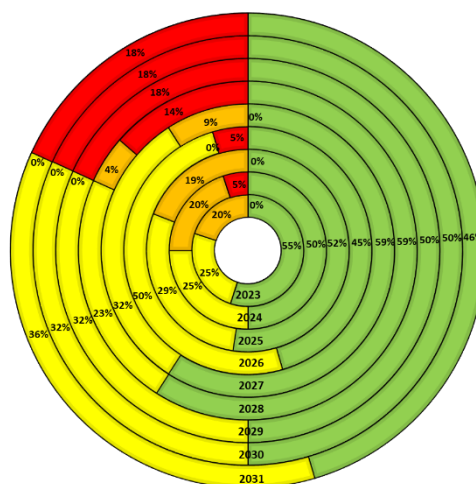


Figura 3-63. Evolución del estado de líneas de los transformadores AT/AT, Zona Diego de Almagro – Quillota.

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 podrían presentar una cargabilidad por sobre el 85% de su capacidad al final del periodo analizado. Específicamente, las líneas de transmisión que podrían presentar 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.

Con respecto a los transformadores AT/AT, la estimación muestra que al final del periodo analizado un 18% de los transformadores podrían presentar 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 y Líneas de Transmisión de la zona.

3.4 DIAGNÓSTICO ZONAL QUINTA REGIÓN

3.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 16396 km². De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es de 1.815.902 habitantes, lo que corresponde al 10% de la población total del país.

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

En la Tabla 3.13 se presenta un resumen de las características topológicas de la zona:

Tabla 3.13. Escenarios considerados para plan de obras de generación 2022.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	78
Transformadores AT/AT	16
Líneas	165 (1150 km)

3.4.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se da a conocer el diagnóstico del sistema de transmisión zonal, para el periodo 2023-2031, conforme a la metodología descrita en el Apéndice II. En línea con la metodología de análisis se separa la presentación de los resultados de los transformadores AT/MT de los transformadores AT/AT y líneas de transmisión, en vista que son diagnosticados en base a estudios que permiten identificar el máximo uso de éstos.

En el Apéndice V se presentan un mayor detalle respecto al diagnóstico zonal, describiendo los antecedentes empleados y el detalle de los resultados obtenidos, mientras que en el Apéndice VII se encuentran las bases de datos y el detalle de los resultados.

3.4.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, en el periodo de análisis se identifican 2 transformadores que podrían sobrepasar su capacidad nominal. En este periodo identifica un 7% de transformadores que podrían presentar un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%. La Figura 3-64 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%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

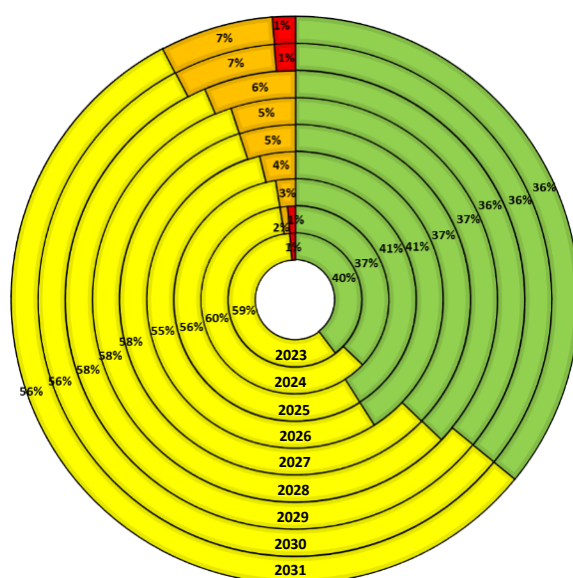


Figura 3-64. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Quinta.

El análisis de la Figura 3-64 permite observar que:

- Al año 2031 se aprecian 5 unidades de transformadores que podrían presentar niveles de cargabilidad 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 traspasos de carga o reconfiguración en el abastecimiento de la demanda en estas subestaciones para superar los episodios más complejos.
- Otra zona que podría presentar altos niveles de cargabilidad corresponde a la abastecida por la S/E Quilpué y S/E Peñablanca, los cuales podrían alcanzar valores cercanos al 100% de cargabilidad al año 2031.

- De la misma figura, se observa que al año 2031 podrían superar su capacidad nominal solo 2 transformadores.

3.4.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 16 transformadores AT/AT y 263 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo estas evaluadas en escenarios de verano día e invierno noche. La Figura 3-65 y Figura 3-66 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior), considerando el diagnóstico más crítico observado en los escenarios analizados.

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

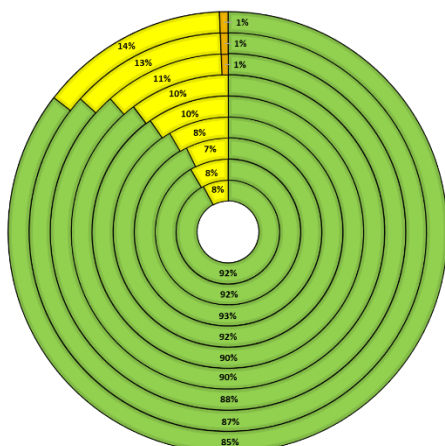


Figura 3-65. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Quinta.

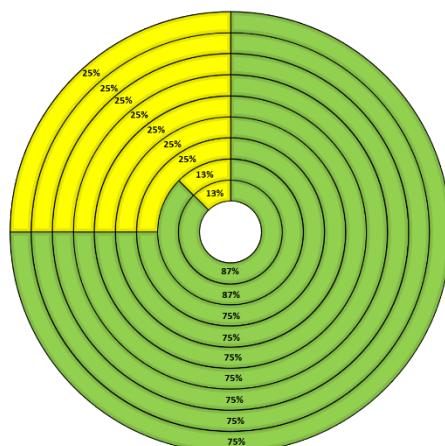


Figura 3-66. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Quinta.

Para las líneas, los resultados de las simulaciones muestran que, si bien podrían presentarse sobrecargas, estos casos corresponden a situaciones puntuales, las que son subsanadas con la incorporación de nuevas obras en la red, desapareciendo dichas condiciones en los años siguientes. Los resultados muestran que no hay instalaciones con problemas de suficiencia, lo anterior justificado por el set de obras decretados en los planes de expansión para esta zona.

Respecto de los resultados del análisis de cargabilidad de transformadores AT/AT, no se observa posibles condiciones de sobrecarga, ya que ellas que son corregidas con nuevos proyectos o con transferencias de demanda en la zona.

Es importante destacar, que el desarrollo de esta zona considera la puesta en servicio de todos los proyectos decretados. Si bien en el corto plazo las condiciones operacionales pudiesen mostrar la pérdida de confiabilidad en la zona, el análisis desarrollado permite verificar que esta condición se recupera al término del horizonte de análisis. Detalles de los supuestos, simulaciones y los resultados de este análisis se encuentran en el Apéndice III del presente informe.

3.5 DIAGNÓSTICO ZONAL REGIÓN METROPOLITANA

3.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La Región Metropolitana abarca una superficie de aproximadamente 15.403 km², con una población total aproximada de 7.112.808 habitantes, lo que corresponde al 40% de la población total del país según el último Censo realizado durante el año 2017.

El sistema eléctrico se ubica en el centro del país y cubre una extensión de unos 85 km lineales, los que abastecen principalmente a clientes regulados del Gran Santiago, abastecidos a través de las SS/EE Polpaico 500/220 kV, El Salto 220/110 kV, Alto Jahuel 500/220 kV y Cerro Navia 220/110 kV.

En la Tabla 3.14 se presenta un resumen de las características topológicas de la zona:

Tabla 3.14. Cantidad de elementos de transmisión evaluados en la Región Metropolitana.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	192
Transformadores AT/AT	12
Líneas	228 (721 km)

3.5.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se da a conocer el diagnóstico del sistema de transmisión zonal, para el periodo 2023-2031, conforme a la metodología descrita en el Apéndice II. En línea con la metodología de análisis se separa la presentación de los resultados de los transformadores AT/MT de los transformadores AT/AT y líneas de transmisión, en vista que son diagnosticados en base a estudios que permiten identificar el máximo uso de éstos.

En el Apéndice III se presenta un mayor detalle respecto al diagnóstico zonal, describiendo los antecedentes empleados y el detalle de los resultados obtenidos, mientras que en el Apéndice IV se encuentran las bases de datos y el detalle de los resultados.

3.5.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual presenta 7 transformadores sobrecargados y otros 12 que mantienen un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; los 172 transformadores restantes se encuentran bajo el 85% de su capacidad. La Figura 3-73 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%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

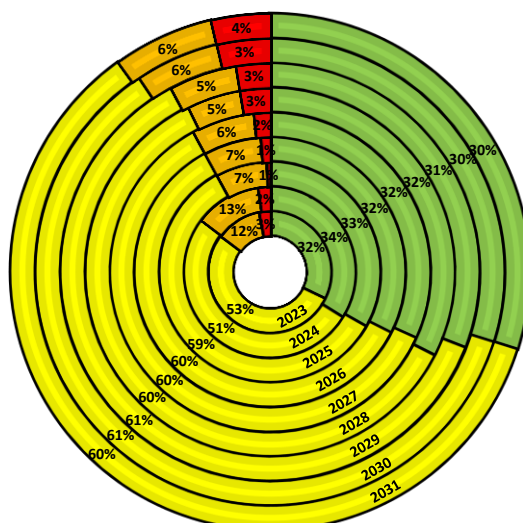


Figura 3-67. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Región Metropolitana.

El análisis de la Figura 3-67 permite observar que, al último año analizado (2031) un grupo de 7 transformadores podrían presentar niveles de cargabilidad por sobre el 100% de su capacidad nominal y otros 12 transformadores niveles de cargabilidad por sobre el 85%. Sin embargo, debido a la capacidad de redistribución de la demanda, esto pudiera ser subsanado con transferencias de cargas. Los transformadores que podrían presentar una cargabilidad sobre el 100% corresponden a:

- Carrascal 110/12,5 KV 22,4 MVA 1 (102% al año 2031).
- La Reina 110/12,5 KV 50 MVA 2 (119% al año 2031).
- La Reina 110/12,5 KV 50 MVA 3 (113% al año 2031).
- Ochagavía 110/12,5 KV 50 MVA 2 (102% al año 2031).
- San Cristóbal 110/12,5 KV 50 MVA 5 (107% al año 2031).
- San José 110/12,5 KV 22,4 MVA 1 (110% al año 2031).
- Santa Elena 110/12,5 KV 50 MVA 3 (107% al año 2031).

3.5.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 12 transformadores AT/AT y 228 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo estas evaluadas en escenarios de verano día e invierno día. Las figuras siguientes presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior), considerando el diagnóstico más crítico observado en los escenarios analizados.

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

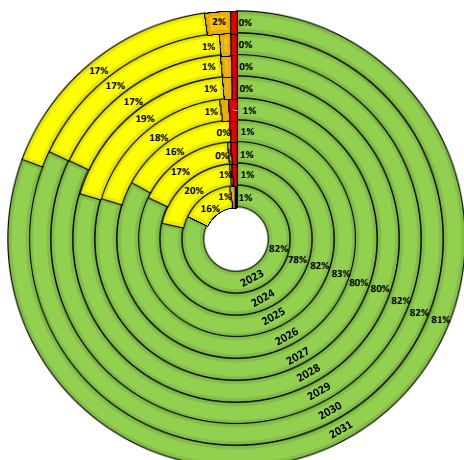


Figura 3-68. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana (Verano Día).

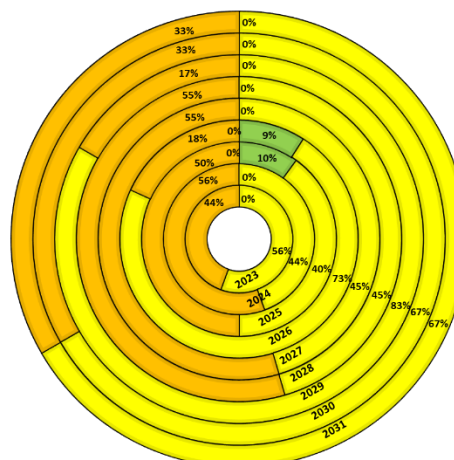


Figura 3-69. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana (Invierno Día).

Los resultados obtenidos muestran que podrían presentar niveles de cargabilidad sobre el 85% al año 2031, las líneas indicadas a continuación:

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

Por otro lado, se debe señalar que en el parque de transformadores AT/AT los resultados muestran que 4 transformadores podrían superar el 85% de su capacidad en el escenario más crítico al año 2031. A continuación, se presenta el listado de transformadores:

- 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)

El análisis revela que la incorporación del tercer transformador en la S/E Cerro Navia en conjunto con la puesta en servicio del proyecto de reconfiguración de barras en 110 kV, ocasiona una reducción en la cargabilidad del resto de los transformadores de la subestación, lo cual persiste a lo largo del horizonte evaluado. Por otro lado, se identifica que la puesta en marcha de la S/E Lo Campino, junto con su transformador AT/AT, podría reducir la cargabilidad de los transformadores de la zona. No obstante, los análisis muestran que la nueva subestación Lo Campino entraría en servicio con un 90% de cargabilidad en ambos escenarios analizados.

Por otro lado, se lleva a cabo un diagnóstico de la Región Metropolitana excluyendo de la operación la Central Nueva Renca. Los resultados obtenidos del comportamiento del sistema muestran los siguientes niveles de cargabilidad potenciales:

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

De esta forma, se identifica que el anillo de 110 kV en la zona Metropolitana no podría operar sin que la Central Nueva Renca esté en servicio o sin el respaldo de la Central Los Vientos durante una parte significativa del año, particularmente durante la demanda máxima en los meses de invierno y los meses de temperaturas más altas. Lo anterior, teniendo en servicio las nuevas instalaciones S/E Lo Campino y S/E Baja Cordillera.

Finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad adicional, considerando la salida de una línea de transmisión del anillo de 110 kV o 220 kV de la región Metropolitana, incluyendo la transferencia de

carga al circuito sin falla, obteniendo como posibles resultados más críticos los indicados a continuación:

- Polpaico – Cerro Navia 220kV L2 (138% al año 2031)
- Tap La Reina – Baja Cordillera 110 kV L2 (150% al año 2031)
- Chena - Lo Espejo 110 kV L2 (141% al año 2031)

3.6 DIAGNÓSTICO ZONAL ALTO JAHUEL – CHARRÚA

3.6.1 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).

En la Tabla 3.15 se presenta un resumen de las características topológicas de la zona:

Tabla 3.15. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Alto Jahuel – Charrúa al año 2031.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	174
Transformadores AT/AT	61
Líneas	260 (3.734 km)

3.6.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se presenta el diagnóstico del sistema de transmisión zonal, para el periodo 2023 - 2031, conforme a la metodología descrita en el Apéndice II. En línea con la metodología de análisis se separa la presentación de los resultados de los transformadores AT/MT de los transformadores AT/AT y líneas de transmisión, en vista que son diagnosticados en base a estudios que permiten identificar el máximo uso de éstos.

Es importante señalar que este análisis no incorpora la contribución de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

En el Apéndice V se encuentra el detalle del diagnóstico zonal, describiendo los antecedentes empleados y el detalle de los resultados obtenidos, mientras que en el Apéndice VII se encuentran las bases de datos y el detalle de los resultados.

3.6.2.1 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 3-70 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%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

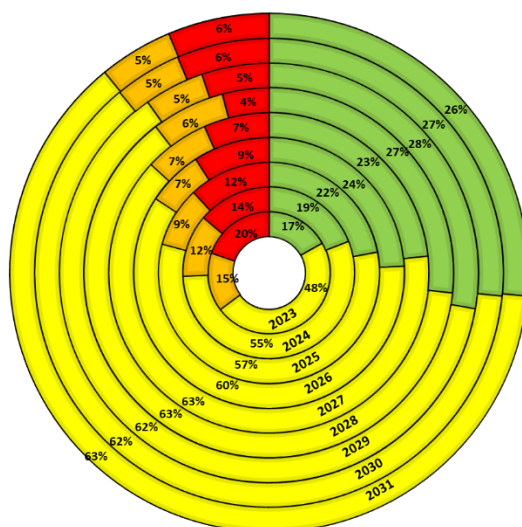


Figura 3-70. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa.

El análisis de la Figura 3-70 permite observar 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 presentarían cargabilidades por sobre el 100% de su capacidad nominal y otros 8 transformadores

presentarían 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.

3.6.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 61 transformadores AT/AT y 260 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo estas evaluadas en escenarios de verano día e invierno noche. La Figura 3-71 y Figura 3-72 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior), considerando el diagnóstico más crítico observado en los escenarios analizados.

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

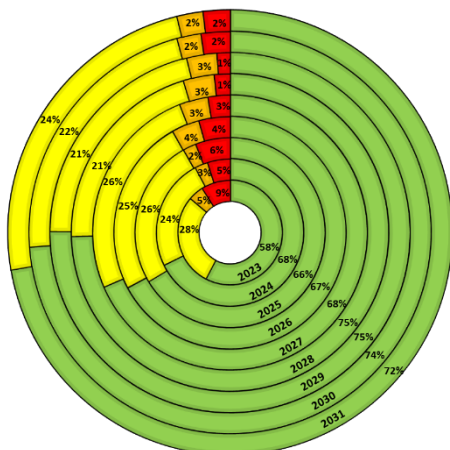


Figura 3-71. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Alto Jahuel - Charrúa.

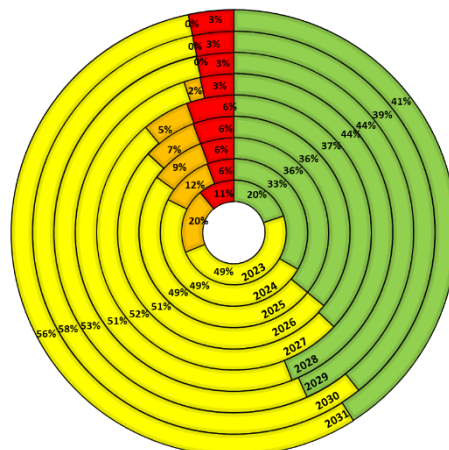


Figura 3-72. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Alto Jahuel - Charrúa.

Los resultados obtenidos muestran que existen problemas de suficiencia en todo el horizonte de análisis. En el corto plazo se destacan las posibles congestiones en la región del Ñuble, mientras que en el largo plazo se destacan las posibles congestiones del sistema de 66 kV en el entorno de la S/E Talca.

Al concluir el período de análisis, resalta la presencia de 5 líneas que presentarían cargabilidades superiores a su capacidad nominal y otras 5 líneas que excederían el 85% de su capacidad, acentuándose las posibles congestiones en el suministro entorno a subestaciones como S/E Talca,

S/E Los Maquis, S/E Las Cabras y El Peumo, entre otras. En relación con los transformadores AT/AT, se observa al final del horizonte que 2 transformadores en la S/E Maule podrían superar su capacidad nominal.

Es relevante mencionar que en el análisis diagnóstico se considera que las centrales de generación conectadas al sistema zonal son operadas según el peor registro observado durante el año 2022. Se destaca que no se despachan las centrales Convento Viejo, San Ignacio, Nueva Aldea y Viñales.

3.7 DIAGNÓSTICO ZONAL CHARRÚA – CHILOÉ

3.7.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 122.000 km². 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

En la Tabla 3.16 se presenta la cantidad de equipos de transmisión zonal considerando las obras decretadas.

Tabla 3.16. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona sur.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	189
Transformadores AT/AT	50
Líneas	207 (2717 kilómetros)

3.7.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se da a conocer el diagnóstico del sistema de transmisión zonal, para el periodo 2023-2031 conforme a la metodología descrita en el Apéndice II. En línea con la metodología de análisis se separa la presentación de los resultados de los transformadores AT/MT de los

transformadores AT/AT y líneas de transmisión, en vista que son diagnosticados en base a estudios que permiten identificar el máximo uso de éstos.

En el Apéndice V se presentan un mayor detalle respecto al diagnóstico zonal, describiendo los antecedentes empleados y el detalle de los resultados obtenidos, mientras que en el Apéndice VII se encuentran las bases de datos y el detalle de los resultados.

3.7.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2023 presenta 1 transformadores 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 3-73 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%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

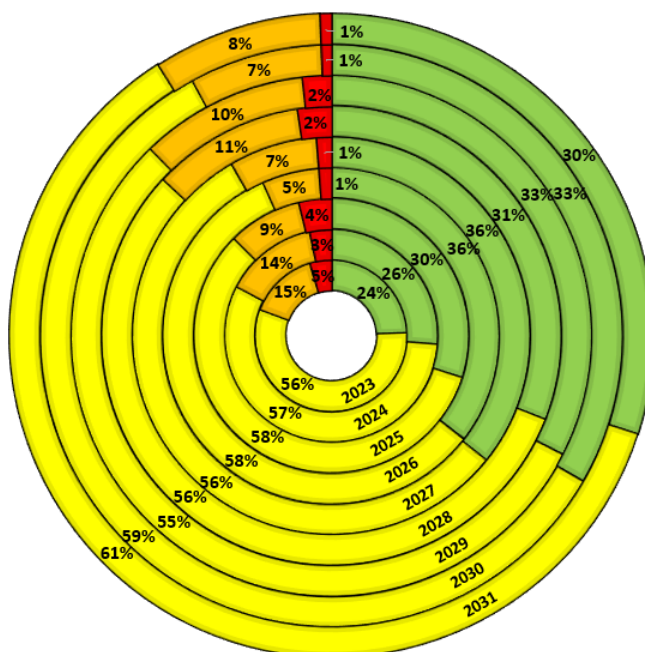


Figura 3-73. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.

El análisis de la Figura 3-73 permite observar que:

- Al año 2023 el 20% de los transformadores presentan episodios en los cuales se cargan sobre el 85% de su capacidad, 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 niveles de cargabilidad considerables van disminuyendo, lo cual se debe a las obras futuras contempladas para la zona.
- Al último año analizado (2031) se aprecia que 1 transformador podría presentar una cargabilidad por sobre el 100% de su capacidad nominal y 15 transformadores podrían presentar niveles de cargabilidad por sobre al 85%. Sin embargo, debido a la capacidad de redistribución de la demanda, esto pudiera ser subsanado con transferencias de cargas.
- Los transformadores que podrían presentar una cargabilidad superior al 85% al final del horizonte de análisis son los siguientes:
 - Cabrero 69/24-12 kV 16 MVA 2 (86% al año 2031).
 - Calbuco 69/24 kV 16 MVA (87% al año 2031).
 - Cañete 68/24 kV 16 MVA (96% al año 2031).
 - Carampangue 66/23 kV 10 MVA (91% al año 2031).
 - Chivilcán 66/15 kV 25 MVA 2 (97% al año 2031).
 - Chivilcán 66/15 kV 30 MVA 1 (97% al año 2031).
 - Chivilcán 66/15 kV 22,5 MVA 3 (92% al año 2031).
 - Las Encinas 66/15 kV 25 MVA 2 (86% al año 2031).
 - Lautaro 66/15 kV 5,25 MVA (91% al año 2031).
 - Lebu 66/13,2 kV 8-10 MVA T1 (93% al año 2031).
 - Loncoche 66/24 kV 10 MVA (108% al año 2031).
 - Los Negros 66/24 kV 5 MVA (93% al año 2031).
 - Manso de Velasco 66/15 kV 22,5 MVA (89% al año 2031).
 - Manso de Velasco 66/15 kV 25 MVA 1 (94% al año 2031).
 - Pichil 66/23 kV 16 MVA (90% al año 2031).
 - Pitrufulquén 69/15 kV 10 MVA (86% al año 2031).

3.7.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 50 transformadores AT/AT y 207 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo éstas evaluadas en escenarios de verano día e invierno noche. La Figura 3-74 y Figura 3-75 presentan la evolución de los estados de las líneas

y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2023 (círculo interior) hasta el 2031 (círculo exterior), considerando el diagnóstico más crítico observado en los escenarios analizados.

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

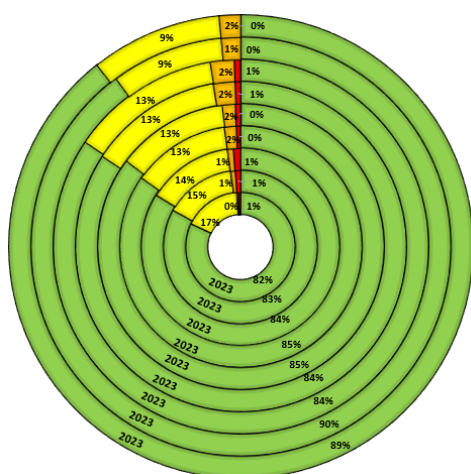


Figura 3-74. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Charrúa – Chiloé.

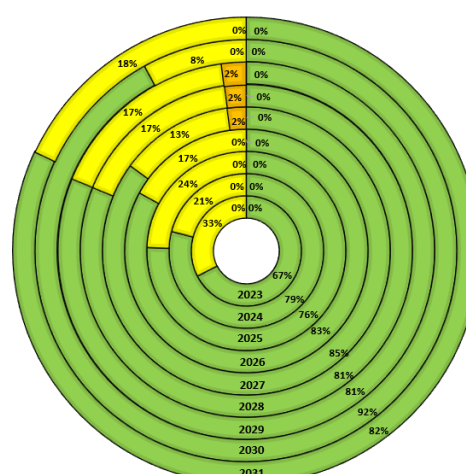


Figura 3-75. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Charrúa – Chiloé.

Los resultados obtenidos muestran que se podrían presentar problemas de suficiencia en las siguientes líneas:

- Curanilahue – Curanilahue Norte 66 kV (97% al año 2031).
- Curanilahue Norte – Carampangue Sur 66 kV (97% al año 2031).
- Imperial – Las Violetas 66 kV (92% al año 2031).

Por otro lado, se observa que para los transformadores AT/AT podrían presentarse sobrecargas por sobre el 85% de su capacidad nominal en el transformador Alonso de Ribera 154/66&15 kV 75 MVA 2. Este nivel, se vería disminuido al final del horizonte, debido a la entrada en operación de nuevas obras. Para el año 2031 no se visualizan problemas de suficiencia en ninguno de los escenarios analizados.

4 APÉNDICE

- 4.1 APÉNDICE I – USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL**
- 4.2 APÉNDICE II – METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL DIAGNÓSTICO**
- 4.3 APÉNDICE III – ANÁLISIS DIAGNÓSTICO ZONAL**
- 4.4 APÉNDICE IV – BASES DE DATOS Y RESULTADOS.ZIP**