

**OBSERVACIONES AL DIAGNOSTICO PARA LA PROPUESTA DE EXPANSION DE LA TRANSMISION 2023**

ID	Entidad que observa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Acciona Energía Chile Holdings	2.2.1 SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE LARGO PLAZO. Página 22.	En los escenarios de evaluación se analizan 2 casos en el que se considera el retiro de las centrales a carbón al año 2030 y 1 escenario en el que el retiro de las centrales a carbón se concretaría el año 2035. Teniendo en consideración que el resultado del estudio ANÁLISIS Y PROPUESTA DE UNA RUTA DE REFERENCIA PARA ALCANZAR CERO EMISIONES EN EL SECTOR DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHILE realizado por ACERA, SPEC, ISCI y la Universidad Técnica Santa María, publicado en abril de 2022, indica que para retirar las centrales a carbón se requerirá la instalación de 22,5GW de centrales renovables y almacenamiento, en este contexto, solicitamos al Coordinador Eléctrico Nacional que revise los resultados obtenidos en su Diagnóstico para la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023, teniendo en consideración que para incorporar los 22,5GW de centrales renovables y sistemas de almacenamiento necesarios para poder retirar las centrales a carbón del SEN se requerirá un importante desarrollo y expansión del sistema de transmisión nacional.	Se solicita al Coordinador Eléctrico Nacional que revise los resultados obtenidos en su Diagnóstico para la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023, teniendo en consideración que para incorporar los 22,5GW de centrales renovables y sistemas de almacenamiento necesarios para poder retirar las centrales a carbón del SEN se requerirá un importante desarrollo y expansión del sistema de transmisión nacional.  En el siguiente link se encuentra el estudio ANÁLISIS Y PROPUESTA DE UNA RUTA DE REFERENCIA PARA ALCANZAR CERO EMISIONES EN EL SECTOR DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHILE realizado por ACERA, SPEC, ISCI y la Universidad Técnica Santa María, publicado en abril de 2022:  <a href="https://acera.cl/wp-content/uploads/2022/05/2022-Estudio-Cero-Emissiones.pdf">https://acera.cl/wp-content/uploads/2022/05/2022-Estudio-Cero-Emissiones.pdf</a>	No se acoge. Ambos estudios tienen insumos, supuestos y metodologías distintas. El estudio realizado en el Plan de Obras de Generación tiene por objetivo determinar la optimización conjunta de la capacidad instalada del parque generador y del sistema de transmisión, es decir, no necesariamente propende a maximizar la instalación de ERV en el SEN.
2	Acciona Energía Chile Holdings	Diagnóstico ST Nacional, pág. 10	No se incluye en informe una evaluación económica de la incorporación de sistemas BESS en la zona norte del SEN, siendo esta información valiosa para el mercado. De igual modo, tampoco se menciona por qué motivo no se utilizan los sistemas BESS en la zona sur del país, en particular desde S/E Charrúa al sur, zona que mantiene un alto nivel de congestiones de transmisión en el largo plazo por inyección de proyectos eólicos.	Se solicita incorporar en Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión (enero 2023) la evaluación económica de los sistemas BESS considerados en la zona norte del SEN. De igual modo, se solicita evaluar la incorporación de sistemas BESS en la zona sur, en particular desde S/E Charrúa al sur, considerando que el nivel de congestiones de transmisión y curtailment eólico se mantiene sin variaciones prácticamente durante los próximos 15 años.	El documento sometido a observaciones tiene por objetivo entregar una visión del uso en el largo plazo del sistema eléctrico nacional. Las evaluaciones económicas de obras pertenecen a la propuesta de expansión del Coordinador y solo son presentadas solo en caso de ser propuestas como obras beneficiosas para el sistema de transmisión. En futuras versiones del Plan de Obras de Generación se evaluará la inclusión de baterías en la zona sur del SEN.
3	Acciona Energía Chile Holdings	2. Consideraciones generales y supuestos. Ítem 2.2. Oferta	1- En los supuestos para la conformación de escenarios no se está considerando la declaración en construcción de la CNE más próxima a la emisión del Informe Diagnóstico, existiendo 6 meses entre la publicación del informe de diagnóstico (diciembre) y la declaración en construcción utilizada de junio 2022.  2- No se justifica claramente el motivo de por qué no se considera en el plan de obra de generación proyectos que se encuentran en la etapa de acceso abierto en una fase temprana de tramitación en el Coordinador.	1- Se solicita utilizar la declaración en construcción más próxima a la emisión del informe Propuesta de Expansión de la Transmisión, de modo que los flujos futuros de las líneas de transmisión y transformadores, así como las obras de transmisión propuestas por el Coordinador, se ajusten a las instalaciones que se encontrarán operativas en el corto plazo.  2- Se solicita incorporar en el plan de obras de generación, proyectos que se encuentren en una etapa temprana de Acceso Abierto, considerando que estos proyectos podrían tener avances en su desarrollo, tales como permisos ambientales y/o sectoriales. Por otro lado, un proyecto que ingresa una solicitud SAC tarda entre 8-10 meses en obtener su aprobación, mientras que un proyecto que ingresa una SUCTD podría conseguir la aprobación en 6 meses, no existiendo una diferencia temporal significativa con los proyectos que ya han conseguido la aprobación del Coordinador. Ajustar de mejor forma el criterio de ingreso de proyectos de generación que se encuentran en etapas tempranas de Acceso Abierto mejoraría los resultados del plan de obras de generación y las propuestas de expansión siguientes que debe realizar Coordinador, sobre todo en los primeros años de evaluación, tanto en la definición del tipo de tecnología, volumen y localización geográfica de estas.	No es posible utilizar la resolución de declaración en construcción más próxima a la publicación del estudio debido a la complejidad de los procesos de actualización de bases de datos, determinación de planes de obras de generación, simulación del diagnóstico del sistema de transmisión y análisis del mismo. No obstante, este problema es compensado en parte con la inclusión temprana de proyectos en etapa avanzada del proceso de Acceso Abierto, en la adaptación del plan de obras de generación a las simulaciones del diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.  En cuanto a los procesos en etapas tempranas de Acceso Abierto, dichos proyectos no han sido considerados dentro del plan de obras de generación, puesto que la finalidad de este es buscar la capacidad y ubicación óptima para el SEN en el contexto de un mercado eléctrico competitivo.
4	Acciona Energía Chile Holdings	4. Diagnóstico, ítem 4.1.3 Análisis de vertimiento	De la revisión de los vertimientos esperados en la zona Charrúa-Ciruelos, Fig. 4-6 y 4-8, no se observa una reducción de congestiones a mediano o largo plazo.	De acuerdo con la figura 4-7, se observa que existe alrededor de un 50% de vertimiento de energía eólica (perfil noche) en la zona Charrúa-Ciruelos por congestiones de transmisión, las cuales no se reducen en el largo plazo con el ingreso de nuevos proyectos de transmisión. Por tal motivo, se solicita evaluar en el Informe de Propuesta de Expansión de enero 2023, implementar propuestas de corto y mediano plazo que permitan maximizar la capacidad de las líneas de transmisión y por consiguiente aumentar los flujos de energía eólica en dirección sur-norte, tales como la implementación de DLR, Grid Booster local (BESS), líneas de transmisión u otros.	Las obras en curso y decretadas en la zona centro-sur del país permiten aumentar la inyección ERV en la zona Charrúa - Ciruelos. No obstante, se espera un aumento en la capacidad instalada eólica en dicha zona que mantiene la proporción del vertimiento de ERV. Las medidas para aprovechar de mejor manera la energía vertida serán evaluadas en el informe de la Propuesta de Expansión del Coordinador.
5	Acciona Energía Chile Holdings	4. Diagnóstico, ítem 4.1.3 Análisis de vertimiento	De la revisión de los vertimientos esperados en la zona Charrúa-Ciruelos, Fig. 4-6 y 4-8, no se observa una reducción de congestiones a mediano o largo plazo.	En cuanto a la línea 2x220kV Mulchén – Santa Clara- Charrúa, el cambio de razón TT/CC de los paños J3 y J23 de S/E Charrúa y la incorporación de la subestación seccionadora Los Notros, no logran eliminar las congestiones que se producen en esta línea en un escenario de Hidrología Húmeda con alta penetración de generación eólica, así se evidencia en estudios de flujos de potencia desarrollados por Acciona Energía Chile Holdings. Estima que en el año 2023 se verterán del orden de 250GWh de energía eólica producto de la congestión de la línea 2x220kV Mulchén – Charrúa. Por lo que se solicita considerar en los requerimientos de mejoras del sistema de transmisión, los refuerzos necesarios para que minimizar las congestiones en la línea 2x220kV Mulchén – Charrúa en escenarios hidrología húmeda con alta presencia de generación eólica.	En la propuesta de expansión 2023 se evalúan alternativas de solución y se propone una obra para resolver esta problemática.
6	Acciona Energía Chile Holdings	4. Diagnóstico, ítem 4.1.4 Análisis de costos marginales	En la evaluación de los costos marginales en horario nocturno, Fig. 4-12 y 4-13, se aprecia que en el largo plazo desde S/E Tineo al sur, existen desacoples de cmg, significativos en relación con el resto de las subestaciones hacia la zona norte y centro-sur del SEN.	Se sugiere considerar en Informe Propuesta de Expansión 2023 una alta penetración de proyectos eólicos en la zona sur y por tanto obras de transmisión ad-hoc al crecimiento esperado de generación en la zona, lo cual permitirá reducir los costos operacionales del sistema a mediano y largo plazo, producto de un mejor aprovechamiento del recurso renovable de la zona sur. Adicionalmente, el ingreso de nuevas obras de transmisión permitirá disponer un sistema con menores variaciones de costos marginales a largo plazo en la zona norte, centro y sur del SEN, dando cuenta de un desarrollo óptimo entre la transmisión y generación.  A modo de ejemplo, lo señalado anteriormente es consistente con las conclusiones del <u>Apéndice II, Plan de Obras de Generación 2022</u> del Informe Diagnóstico, "los resultados de expansión de los escenarios sugieren la necesidad de estudiar un aumento de capacidad del sistema de transmisión de la zona centro hacia la zona sur del país. En particular, considerando que el proyecto de línea de transmisión de 500 kV energizada en 220 kV, entre la subestación Entre Ríos y Pichirropulli se encuentra en etapa de estudio de franja, se sugiere ver las posibilidades de revisión de la capacidad de este proyecto, con el fin de aprovechar que dicho proyecto aún no se encuentra en fase de construcción, y poder utilizar el mismo estudio de franja para el desarrollo de un proyecto con visión de más largo plazo .	El Coordinador en su propuesta de expansión 2022 propuso la obra de expansión "Ampliación de capacidad tramo 2x220 kV Tineo - Pichirropulli" la cual atiende a esta solicitud.  En caso de que este proyecto no sea incluido en el plan de expansión 2022, se volverá a evaluar para el informe complementario a esta propuesta.

**OBSERVACIONES AL DIAGNOSTICO PARA LA PROPUESTA DE EXPANSION DE LA TRANSMISION 2023**

ID	Entidad que observa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
7	Acciona Energía Chile Holdings	2. Consideraciones generales y supuestos. Ítem 2.2.2 Resultados	En los gráficos presentados en esta sección, no se incluye una visualización de cómo se distribuirá regionalmente el crecimiento de la capacidad instalada de generación en el SEN, siendo esta señal de localización útil para los agentes del mercado.	Se solicita incluir un gráfico con la distribución regional prevista del plan de obra de generación, por tipo de tecnología, en el periodo de evaluación 2023-2024. Esta información permitirá a la industria disponer de una señal de localización para el desarrollo de nuevos proyectos.	Las figuras de la Sección 4.1.2 "Análisis de Congestiones" incluyen la visualización deseada por zona del país. Asimismo, el Apéndice II "Plan de Obras de Generación 2022" aporta la señal de ubicación de dicha capacidad instalada prevista en las barras de una versión reducida del SEN.
8	Acciona Energía Chile Holdings	Diagnóstico Congestiones PMGD, pág. 14.	En informe se mencionan las subestaciones que presentan transformadores con congestión por la entrada en servicio de nuevos proyectos PMGD, no obstante hasta ahora no se ha visto que el Coordinador realice propuestas de ampliaciones en las subestaciones zonales a consecuencia de esto.	Se solicita evaluar en Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023, la incorporación de ampliaciones en las subestaciones primarias de distribución y líneas zonales a consecuencia de las congestiones por proyectos PMGD, siendo esta una señal de mercado relevante que hasta ahora no se ha visto desde el Coordinador y tampoco por parte de la CNE. Estas soluciones permitirían mantener un crecimiento activo de proyectos PMGD en zonas de alto potencial renovable, reduciendo de este modo los costos operaciones del sistema.  Como alternativa a la incorporación de nuevos transformadores en las subestaciones primarias de distribución (que forman parte del sistema de transmisión zonal) en determinadas zonas, se podría considerar mejorar el uso de la capacidad instalada en transformadores zonales existentes, mediante la rotación de activos de alta capacidad y baja utilización, hacia zonas en que puedan utilizarse en mayor medida.	El informe publicado por el Coordinador el 20 de noviembre del 2022 corresponde a un informe diagnóstico, el cual no incluye obras de expansión. Lo respectivo a obras de expansión se abordará en el Informe Propuesta de Expansión e Informe Complemento a la Propuesta 2023.
9	Cóndor Energía SPA	Resumen Ejecutivo y capítulo 1	Las figuras tienen número "0" en su conteo	Corregir referencias	N/A
10	Cóndor Energía SPA	General	Al considerar solo proyectos con SUCTD y SAC que cuentan con informes definitivos, y proyectos con licitaciones favorables de BBNN, se deja fuera del análisis el resto de proyectos que se tramitan hoy en Acceso Abierto y que en algún porcentaje serán proyectos exitosos. Con ello, no se visualiza el impacto en el uso de capacidad de las líneas de una cantidad no despreciable de generación y que mostraría congestiones mayores a las desplegadas en este informe.	Se recomienda incluir un tercer escenario de análisis donde se incluya un porcentaje de generación de nuevos desarrollos, basado en un criterio que defina el Coordinador.  Aunque los resultados de desarrollos exitosos pasados no necesariamente aseguran conocer el comportamiento futuro de proyectos, es posible recopilar un histórico de los proyectos ingresados a Acceso Abierto y cuantos MW efectivamente se han concretado.  También un porcentaje de proyectos en tramitación ambiental (SEA) logran avanzar y construirse, podría ese porcentaje proyectarse en el tiempo y ser considerado en este análisis anual para contar con un diagnóstico con mayor grado de probabilidad de ocurrencia.	La capacidad instalada esperada en el sistema de transmisión estimada por el Coordinador responde un óptimo a nivel sistémico, es decir, la mezcla de instalaciones existentes y nuevos proyectos de generación y transmisión que permiten disminuir los costos de operación e inversión en el sistema eléctrico nacional. El objetivo de incluir proyectos en el régimen de Acceso Abierto es incorporar la señal entregada por la industria, refinando la ubicación y año de entrada en operación de la generación esperada, respetando en lo posible la máxima capacidad instalada por tecnología al final del horizonte. En cuanto al espectro de proyectos utilizados, se determinó utilizar aquellos proyectos con un alto grado de avance en su tramitación en el régimen de Acceso Abierto, de esta forma utilizando la mejor información de la cual puede disponer el Coordinador dentro de sus atribuciones.
11	Cóndor Energía SPA	RESUMEN EJECUTIVO	El gráfico de la Figura 0-3 muestra una evolución de la capacidad instalada indicando un crecimiento aproximado en MW de un 15% anual a 2023, 7% a 2024 y 8% a 2025 sin embargo a partir de ahí pasan prácticamente 10 años sin crecimiento de capacidad instalada lo que no parece ser una condición realista.	Revisar si la información que considera esta estimación de capacidad instalada se ajusta a la planificación del Coordinador o falta incluir algún criterio adicional como el propuesto en la fila anterior.	La información entregada es consistente, incluso con la observación anterior. La capacidad instalada entre los años 2023-2030 proveniente del Apéndice I "Plan de Obras de Generación 2022" fue reemplazada por proyectos con un alto grado de avance en su tramitación en el régimen de Acceso Abierto, los cuales tienen años de entrada en operación principalmente entre los años 2023 y 2025.
12	Cóndor Energía SPA	4.1.5 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	Figura 4-22 (página 41) menciona en la tabla columnas "Sin proyecto" y "Con proyecto BESS".	Complementar con una nota la información sacada del Plan de expansión de la CNE que aclare a que se refiere cada escenario, con el fin de entender de mejor manera el contenido de la tabla.	Producto de que el informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023 no hace uso de la Figura 4-22. "Extracto de Informe Técnico Definitivo de Plan de Expansión de la Transmisión 2021 con supuesto de máxima transferencia con la operación de sistema de control de flujos Parinas - Lo Aguirre", y dado que el informe de Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión, no será publicado en una nueva versión, no es posible incluir la nota aclaratoria propuesta.  Sin perjuicio de lo anterior, y con el motivo de aclarar a que se refiere cada escenario descrito en la tabla, se extiende la siguiente explicación: - Sin Proyecto (Límite N-1 [MW]): Corresponde al límite de transferencias máxima establecido por seguridad en cada tramo individualizado en la tabla, el cual es impuesto por el elemento serie con menor capacidad térmica dentro de cada tramo. - Con Proyecto BESS (Límite N-1 [MW]): Corresponde al límite de transferencias máximas establecido por seguridad en cada tramo individualizado en la tabla, considerando la actuación del "Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre", el cual permite incrementar el límite de transferencias máximas impuesto por el elemento serie con menor capacidad térmica en cada tramo.
13	Cóndor Energía SPA	4.5.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión	A diferencia del resto de análisis del informe, el gráfico 4-6 muestra la evolución de uso de transformadores de AT/AT con prácticamente la totalidad de unidades de aquí a 6 años con un uso entre 50% y 85% pero no se considera esta condición a futuro como un problema de suficiencia.	Reevaluar el criterio y horizonte de análisis en esta zona para al menos el año 2030, teniendo en cuenta el interés por desarrollar proyectos en la zona Metropolitana, y que por el alto uso de capacidad de los transformadores deja de ser una opción válida para nuevos desarrollos.	En la presente propuesta se han incluidos proyectos de refuerzo en transformación AT/AT, como es el caso del tercer transformador 500/220 kV Lo Aguirre. Estos análisis difieren a los de transformadores AT/MT, debido al enmallamiento y la dependencia con los escenarios de operación seleccionados. En el complemento se continuará evaluando los transformadores AT/AT.

**OBSERVACIONES AL DIAGNOSTICO PARA LA PROPUESTA DE EXPANSION DE LA TRANSMISION 2023**

ID	Entidad que observa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
14	Cóndor Energía SpA	Punto 4.1 Diagnóstico sistema nacional, zona sur del SEN.	Respecto a la zona sur del SEN, desde S/E Charrúa al sur, se aprecia a lo largo del informe de diagnóstico que en todo el horizonte de evaluación (2024 al 2042) se presentan restricciones en el sistema de transmisión nacional de esta zona del SEN. En particular: 1) se ve en la tabla 4.9, página 33 del informe, que en todo el horizonte de evaluación (desde el 2024 al 2042), las líneas 220 kV Charrúa - Santa Clara y Santa Clara - Mulchén, se encuentran con una sobrecarga superior al 20% de su capacidad. 2) se observa que el tramo 220 kV Rahue - Nueva Pichirropulli presenta congestiones en ambas direcciones, principalmente a causa de su baja capacidad de transmisión en condición N-1 que es de 160 MW. (Página 46).	Se propone que el informe de diagnóstico especifique el o los proyectos de sistema de transmisión nacional que aliviarán las restricciones descritas. En particular, se solicita referirse a las fases que permitirán que se habilite el sistema de transmisión en 500 kV desde S/E Charrúa a S/E Tineo.	En la propuesta de expansión 2023 se evalúan alternativas de solución y se propone una obra para disminuir las congestiones del tramo Charrúa - Santa Clara y Santa Clara - Mulchén. En cuanto al tramo 220 kV Rahue - Nueva Pichirropulli, una obra ya fue propuesta en el PET 2022.
15	PFV El Tiuque SpA	4.3.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT (Zona Diego de Almagro - Quillota)	El análisis de la evolución del estado de los transformadores AT/MT sólo identifica 4 transformadores con una cargabilidad superior al 100% al final del periodo analizado. Sin embargo, de acuerdo a las capacidades nominales de las instalaciones, niveles de demanda históricos y cantidad de centrales PMGD conectadas o declaradas en construcción actualmente, se identifican niveles de cargabilidad superiores al 100% en la Subestación Cabildo.	Se solicita incluir al transformador de la Subestación Cabildo dentro de los transformadores AT/MT que presentan una cargabilidad superior al 100% al final del periodo analizado.	El Transformador AT/MT Cabildo 110/25 kV 30 MVA T1, se encuentra diagnosticado con sobrecarga producto de la congestión por inyección de PMGD, lo anterior se puede observar en la Tabla 1.1 del Apéndice -VI "Instalaciones de Transmisión Zonal con Congestión por Inyección de PMGD" del Informe de Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión 2022. Sin perjuicio de lo anterior, la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023, en el punto 7.1.3 "Obras por PMGD", realiza la propuesta de Ampliación en la S/E Cabildo.
16	PFV El Tiuque SpA	4.5.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT (Zona Región Metropolitana)	El análisis de la evolución del estado de los transformadores AT/MT sólo identifica 4 transformadores con una cargabilidad superior al 100% al final del periodo analizado. Sin embargo, de acuerdo a las capacidades nominales de las instalaciones, niveles de demanda históricos y cantidad de centrales PMGD conectadas o declaradas en construcción actualmente, se identifican niveles de cargabilidad superiores al 100% en la subestación Santa Rosa (CGE).	Se solicita incluir al transformador de la Subestación Santa Rosa (CGE) dentro de los transformadores AT/MT que presentan una cargabilidad superior al 100% al final del periodo analizado.	De acuerdo a los resultados del análisis de PMGD, se ha incluido un nuevo proyecto de transformador AT/MT en S/E Santa Rosa.
17	PFV El Tiuque SpA	4.6.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT (Zona Alto Jahuel - Charrúa)	El análisis de la evolución del estado de los transformadores AT/MT sólo identifica 9 transformadores con una cargabilidad superior al 100% al final del periodo analizado. Sin embargo, de acuerdo a las capacidades nominales de las instalaciones, niveles de demanda históricos y cantidad de centrales PMGD conectadas o declaradas en construcción actualmente, se identifican niveles de cargabilidad superiores al 100% en las subestaciones Rengo, Colbún (Transformador 66/13,8 kV de SSAA) y San Rafael (CGE).	Se solicita incluir los transformadores de las subestaciones Rengo, Colbún (66/13,8 kV SSAA) y San Rafael (CGE), dentro de los transformadores AT/MT que presentan una cargabilidad superior al 100% al final del periodo analizado.	Se considerarían los transformadores informados, de acuerdo a la información disponible en el último informe de verificación de congestión en transmisión zonal por inyección de PMGD. Considerando lo anterior, mas otros insumos se abordará en el Informe Propuesta de Expansión e Informe Complemento a la Propuesta 2023.
18	PFV El Tiuque SpA	4.6.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión (Zona Alto Jahuel - Charrúa)	El análisis de la evolución del estado de líneas de transmisión sólo identifica 2 líneas con congestión y una con problemas de suficiencia. Sin embargo, de acuerdo a las capacidades nominales de las instalaciones, niveles de demanda históricos y proyectados, cantidad de centrales conectadas o declaradas en construcción actualmente, se identifican congestiones en las líneas Tap Molina - Curicó 2x66 kV y Rengo - Tap Rengo 1x66 kV.	Se solicita incluir las líneas Tap Molina - Curicó 2x66 kV y Rengo - Tap Rengo 1x66 kV, dentro de las líneas de transmisión con congestión al final del periodo analizado.	Se considerará de acuerdo a la información disponible en el último informe de verificación de congestión en transmisión zonal por inyección de PMGD. Considerando lo anterior, mas otros insumos se abordará en el Informe Propuesta de Expansión e Informe Complemento a la Propuesta 2023.
19	Sistema de Transmisión del Sur	4.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	Cambiar redacción "... 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."	"... abastecidos a través de las SS/EE Polpaico 500/220 kV, Lo Aguirre 500/220 kV, Alto Jahuel 500/220 kV, El Salto 220/110 kV, Cerro Navia 220/110 kV, Chena 220/110 kV, Buin 220/110 kV, Maipo 220/110 kV y Los Almendros 220/110 kV."	De acuerdo, se corregirá en una nueva versión del estudio.
20	Sistema de Transmisión del Sur	4.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	Tabla 4.14 hace referencia a los escenarios considerados para plan de obras de generación, sin embargo, es inconsistente respecto a su contenido (cantidad de TR AT/AT y AT/MT más km de líneas)	Revisar y corregir.	De acuerdo, se corregirá en una nueva versión del estudio.
21	Sistema de Transmisión del Sur	4.5.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT	Posterior a Figura 4-54, se detalla que: "Al último año analizado (2028) se aprecia que un total de 4 transformadores presentan cargabilidades por sobre el 100% de su capacidad y 18 transformadores que tienen niveles de cargabilidad por sobre el 85%.", sin embargo, de acuerdo con Anexo "Diagnóstico Metropolitana.xlsx" son solo 17 TR ATMT sobre el 85%.	Revisar y corregir.	De acuerdo, se corregirá en una nueva versión del estudio.
22	Sistema de Transmisión del Sur	Apendice V DIAGNÓSTICO ZONA REGIÓN METROPOLITANA 1.4.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL	En Tabla 1.35 se detallan los escenarios en que se considera cada obra de expansión, sin embargo, en algunos casos se indica "Verano 2019" o "Verano 2021", ¿esto significa que ingresaron en estos periodos?, de ser así, deberían ser parte del caso base.	Aclarar y corregir de ser necesario.	De acuerdo con los comentarios, los proyectos en comento entraron en servicio durante el año 2022 o entrarán en servicio durante el año 2023. Se corregirá en una nueva versión del estudio. Cabe señalar que este cambio no altera la propuesta de Expansión.

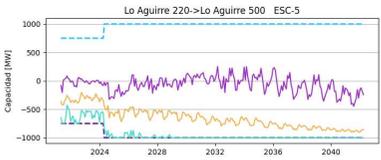
## OBSERVACIONES AL DIAGNÓSTICO PARA LA PROPUESTA DE EXPANSION DE LA TRANSMISION 2023

ID	Entidad que observa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																																																																																																																																																			
23	Sistema de Transmisión del Sur	<p style="text-align: center;">Apendice V DIAGNÓSTICO ZONA REGIÓN METROPOLITANA 1.4.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT</p>	<p>Se comenta que "Se realiza un análisis de sensibilidad adicional, considerando la salida de un transformador 220/110 kV que suministran la red de 110 kV de la Región Metropolitana,...", se entiende que, por se deja fuera de servicio uno de los transformadores de la subestación y se verifica el nivel de cargabilidad del resto de los equipos de la subestación, sin embargo, ¿cómo se aplicó esta sensibilidad para las subestaciones que cuentan con un solo transformador?, Para la obtención de los valores en Alto Jahuel, Buin, Los Almendros y Baja Cordillera, ¿Que transformador se está considerando fuera de servicio?</p> <table border="1" style="width: 100%; font-size: 8px;"> <thead> <tr> <th colspan="2">Transformador</th> <th colspan="6">Ine. Día Sensibilidad Salida TF 220/110 kV</th> <th colspan="6">Ver. Día Sensibilidad Salida TF 220/110 kV</th> </tr> <tr> <th></th> <th></th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ATI ALTO JAHUEL 220/110/13.8KV 500MVA N2</td> <td>97%</td> <td>90%</td> <td>81%</td> <td>84%</td> <td>85%</td> <td>85%</td> <td>85%</td> <td>70%</td> <td>70%</td> <td>65%</td> <td>65%</td> <td>65%</td> <td>65%</td> <td>65%</td> </tr> <tr> <td>TI BUIN 220/110/13.8KV 400MVA N1</td> <td>85%</td> <td>77%</td> <td>77%</td> <td>74%</td> <td>77%</td> <td>75%</td> <td>80%</td> <td>84%</td> <td>83%</td> <td>82%</td> <td>77%</td> <td>80%</td> <td>82%</td> <td>83%</td> </tr> <tr> <td>ATI CHINA 220/110/13.8KV 400MVA N1</td> <td>100%</td> <td>93%</td> <td>97%</td> <td>83%</td> <td>95%</td> <td>97%</td> <td>99%</td> <td>100%</td> <td>84%</td> <td>98%</td> <td>92%</td> <td>96%</td> <td>97%</td> <td>99%</td> </tr> <tr> <td>ATI CHINA 220/110/13.8KV 400MVA N2</td> <td>100%</td> <td>93%</td> <td>97%</td> <td>83%</td> <td>95%</td> <td>97%</td> <td>99%</td> <td>100%</td> <td>84%</td> <td>98%</td> <td>92%</td> <td>96%</td> <td>97%</td> <td>99%</td> </tr> <tr> <td>ATI CERRO NAVIA 220/110/13.8KV 400MVA N5</td> <td>0%</td> <td>83%</td> <td>90%</td> <td>91%</td> <td>94%</td> <td>97%</td> <td>98%</td> <td>0%</td> <td>95%</td> <td>100%</td> <td>98%</td> <td>100%</td> <td>100%</td> <td>100%</td> </tr> <tr> <td>ATI CERRO NAVIA 220/110/13.8KV 400MVA N2</td> <td>100%</td> <td>78%</td> <td>85%</td> <td>85%</td> <td>85%</td> <td>91%</td> <td>91%</td> <td>100%</td> <td>90%</td> <td>100%</td> <td>98%</td> <td>98%</td> <td>100%</td> <td>100%</td> </tr> <tr> <td>ATI CERRO NAVIA 220/110/13.8KV 400MVA N3</td> <td>100%</td> <td>78%</td> <td>85%</td> <td>85%</td> <td>85%</td> <td>91%</td> <td>91%</td> <td>100%</td> <td>90%</td> <td>100%</td> <td>98%</td> <td>98%</td> <td>100%</td> <td>100%</td> </tr> <tr> <td>ATI EL SALTO 220/110/13.8KV 400MVA N1</td> <td>100%</td> </tr> <tr> <td>ATI EL SALTO 220/110/13.8KV 400MVA N2</td> <td>100%</td> </tr> <tr> <td>ATI LALMENDROS 220/110/13.8KV 400MVA N1</td> <td>88%</td> <td>80%</td> <td>83%</td> <td>67%</td> <td>71%</td> <td>72%</td> <td>74%</td> <td>71%</td> <td>65%</td> <td>70%</td> <td>66%</td> <td>69%</td> <td>77%</td> <td>78%</td> </tr> <tr> <td>TI BIA CORDILLERA 220/110/13.8KV 400MVA</td> <td>0%</td> <td>0%</td> <td>0%</td> <td>84%</td> <td>87%</td> <td>88%</td> <td>89%</td> <td>0%</td> <td>0%</td> <td>0%</td> <td>74%</td> <td>78%</td> <td>76%</td> <td>78%</td> </tr> </tbody> </table>	Transformador		Ine. Día Sensibilidad Salida TF 220/110 kV						Ver. Día Sensibilidad Salida TF 220/110 kV								2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	ATI ALTO JAHUEL 220/110/13.8KV 500MVA N2	97%	90%	81%	84%	85%	85%	85%	70%	70%	65%	65%	65%	65%	65%	TI BUIN 220/110/13.8KV 400MVA N1	85%	77%	77%	74%	77%	75%	80%	84%	83%	82%	77%	80%	82%	83%	ATI CHINA 220/110/13.8KV 400MVA N1	100%	93%	97%	83%	95%	97%	99%	100%	84%	98%	92%	96%	97%	99%	ATI CHINA 220/110/13.8KV 400MVA N2	100%	93%	97%	83%	95%	97%	99%	100%	84%	98%	92%	96%	97%	99%	ATI CERRO NAVIA 220/110/13.8KV 400MVA N5	0%	83%	90%	91%	94%	97%	98%	0%	95%	100%	98%	100%	100%	100%	ATI CERRO NAVIA 220/110/13.8KV 400MVA N2	100%	78%	85%	85%	85%	91%	91%	100%	90%	100%	98%	98%	100%	100%	ATI CERRO NAVIA 220/110/13.8KV 400MVA N3	100%	78%	85%	85%	85%	91%	91%	100%	90%	100%	98%	98%	100%	100%	ATI EL SALTO 220/110/13.8KV 400MVA N1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	ATI EL SALTO 220/110/13.8KV 400MVA N2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	ATI LALMENDROS 220/110/13.8KV 400MVA N1	88%	80%	83%	67%	71%	72%	74%	71%	65%	70%	66%	69%	77%	78%	TI BIA CORDILLERA 220/110/13.8KV 400MVA	0%	0%	0%	84%	87%	88%	89%	0%	0%	0%	74%	78%	76%	78%	Aclarar metodología aplicada a la sensibilidad.	Tal como se indica, se considera un transformador fuera de servicio y las subestaciones que cuentan con 1 solo transformador dependen de las demás para abastecer la RM. Este ejercicio se desarrolla para identificar las máximas exigencias en el sistema de transmisión que abastece la RM.
Transformador		Ine. Día Sensibilidad Salida TF 220/110 kV						Ver. Día Sensibilidad Salida TF 220/110 kV																																																																																																																																																																																																
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028																																																																																																																																																																																									
ATI ALTO JAHUEL 220/110/13.8KV 500MVA N2	97%	90%	81%	84%	85%	85%	85%	70%	70%	65%	65%	65%	65%	65%																																																																																																																																																																																										
TI BUIN 220/110/13.8KV 400MVA N1	85%	77%	77%	74%	77%	75%	80%	84%	83%	82%	77%	80%	82%	83%																																																																																																																																																																																										
ATI CHINA 220/110/13.8KV 400MVA N1	100%	93%	97%	83%	95%	97%	99%	100%	84%	98%	92%	96%	97%	99%																																																																																																																																																																																										
ATI CHINA 220/110/13.8KV 400MVA N2	100%	93%	97%	83%	95%	97%	99%	100%	84%	98%	92%	96%	97%	99%																																																																																																																																																																																										
ATI CERRO NAVIA 220/110/13.8KV 400MVA N5	0%	83%	90%	91%	94%	97%	98%	0%	95%	100%	98%	100%	100%	100%																																																																																																																																																																																										
ATI CERRO NAVIA 220/110/13.8KV 400MVA N2	100%	78%	85%	85%	85%	91%	91%	100%	90%	100%	98%	98%	100%	100%																																																																																																																																																																																										
ATI CERRO NAVIA 220/110/13.8KV 400MVA N3	100%	78%	85%	85%	85%	91%	91%	100%	90%	100%	98%	98%	100%	100%																																																																																																																																																																																										
ATI EL SALTO 220/110/13.8KV 400MVA N1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%																																																																																																																																																																																										
ATI EL SALTO 220/110/13.8KV 400MVA N2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%																																																																																																																																																																																										
ATI LALMENDROS 220/110/13.8KV 400MVA N1	88%	80%	83%	67%	71%	72%	74%	71%	65%	70%	66%	69%	77%	78%																																																																																																																																																																																										
TI BIA CORDILLERA 220/110/13.8KV 400MVA	0%	0%	0%	84%	87%	88%	89%	0%	0%	0%	74%	78%	76%	78%																																																																																																																																																																																										
24	Sistema de Transmisión del Sur	<p style="text-align: center;">Apendice V DIAGNÓSTICO ZONA REGIÓN METROPOLITANA 1.4.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</p>	<p>Se comenta que "Se realiza un análisis de sensibilidad adicional, considerando la salida de una línea de transmisión del 110 kV, incluyendo la transferencia de carga al circuito sin falla...", lo correcto sería que el circuito fallado tenga una cargabilidad de 0%, sin embargo, se presentan valores no nulos.</p> <table border="1" style="width: 100%; font-size: 8px;"> <thead> <tr> <th colspan="2">Transformador</th> <th colspan="6">Inferior. Día Sensibilidad Salda en líneas de 110 kV</th> </tr> <tr> <th></th> <th></th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tap Altamirano - Altamirano 110KV L1</td> <td></td> <td>71%</td> <td>72%</td> <td>71%</td> <td>71%</td> <td>70%</td> <td>70%</td> </tr> <tr> <td>Tap Altamirano - Altamirano 110KV L2</td> <td></td> <td>71%</td> <td>72%</td> <td>71%</td> <td>71%</td> <td>70%</td> <td>70%</td> </tr> </tbody> </table>	Transformador		Inferior. Día Sensibilidad Salda en líneas de 110 kV								2021	2022	2023	2024	2025	2026	Tap Altamirano - Altamirano 110KV L1		71%	72%	71%	71%	70%	70%	Tap Altamirano - Altamirano 110KV L2		71%	72%	71%	71%	70%	70%	Aclarar metodología aplicada a la sensibilidad y resultados tabulados.	La planilla es un resume de los resultados que se obtienen de las máximas cargabilidades en las líneas ante contingencia, y sus resultados no necesariamente representan una falla coincidente en el resto de instalaciones.																																																																																																																																																																			
Transformador		Inferior. Día Sensibilidad Salda en líneas de 110 kV																																																																																																																																																																																																						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																																																																																																																	
Tap Altamirano - Altamirano 110KV L1		71%	72%	71%	71%	70%	70%																																																																																																																																																																																																	
Tap Altamirano - Altamirano 110KV L2		71%	72%	71%	71%	70%	70%																																																																																																																																																																																																	
25	Sistema de Transmisión del Sur	<p style="text-align: center;">4.7.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT</p>	<p>De acuerdo con Anexo "Diagnóstico Charrúa - Chiloé.xlsx" se tiene la siguiente proyección para SE Carampangue:</p> <table border="1" style="width: 100%; font-size: 8px;"> <thead> <tr> <th>Transformador</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CARAMPANGUE 66/23KV 10MVA</td> <td>69%</td> <td>68%</td> <td>70%</td> <td>72%</td> <td>74%</td> <td>76%</td> <td>78%</td> </tr> <tr> <td>CARAMPANGUE 66/13.8KV 5.2MVA T2</td> <td>57%</td> <td>57%</td> <td>58%</td> <td>60%</td> <td>61%</td> <td>63%</td> <td>65%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Sin embargo, la demanda máxima año 2021 para el transformador de 10 MVA es de 7,45 MVA (74,5% de carga), por lo tanto, se tiene una diferencia importante en la demanda base considerada.</p> <p>Por lo tanto, de acuerdo con la proyección de demanda siguiente, el transformador de 10 MVA incumple el criterio de holgura al año 2027.</p> <table border="1" style="width: 100%; font-size: 8px;"> <thead> <tr> <th>TRANSFORMADOR</th> <th>Zona</th> <th>S. base</th> <th>IN</th> <th>INL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Carampangue T1 66/23 KV 10 MVA</td> <td>Carmel Altoce</td> <td>10,00</td> <td>24%</td> <td>25%</td> <td>26%</td> <td>27%</td> <td>28%</td> <td>29%</td> <td>30%</td> <td>31%</td> <td>32%</td> <td>33%</td> <td>34%</td> <td>35%</td> </tr> <tr> <td>Carampangue T2 66/13,8 KV 5,2 MVA</td> <td>Carmel Altoce</td> <td>5,00</td> <td>50%</td> <td>50%</td> <td>51%</td> <td>52%</td> <td>53%</td> <td>54%</td> <td>55%</td> <td>56%</td> <td>57%</td> <td>58%</td> <td>59%</td> <td>60%</td> </tr> </tbody> </table>	Transformador	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	CARAMPANGUE 66/23KV 10MVA	69%	68%	70%	72%	74%	76%	78%	CARAMPANGUE 66/13.8KV 5.2MVA T2	57%	57%	58%	60%	61%	63%	65%	TRANSFORMADOR	Zona	S. base	IN	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	Carampangue T1 66/23 KV 10 MVA	Carmel Altoce	10,00	24%	25%	26%	27%	28%	29%	30%	31%	32%	33%	34%	35%	Carampangue T2 66/13,8 KV 5,2 MVA	Carmel Altoce	5,00	50%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	57%	58%	59%	60%	Revisar demanda máxima año 2021, actualizar proyecciones de demanda e incluir iniciativa "Ampliación SE Carampangue" en Propuesta de Expansión 2023.	La demanda máxima reportada en el diagnóstico considera el efecto de los PMGD, sin embargo si se contempla la demanda sin el aporte de los PMGD se obtiene una demanda máxima de 7.29% y conforme a las proyecciones de este Coordinador la cargabilidad del transformador de 10 MVA de la S/E Carampangue al año 2028 es de un 83%.																																																																																																																														
Transformador	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028																																																																																																																																																																																																	
CARAMPANGUE 66/23KV 10MVA	69%	68%	70%	72%	74%	76%	78%																																																																																																																																																																																																	
CARAMPANGUE 66/13.8KV 5.2MVA T2	57%	57%	58%	60%	61%	63%	65%																																																																																																																																																																																																	
TRANSFORMADOR	Zona	S. base	IN	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL																																																																																																																																																																																										
Carampangue T1 66/23 KV 10 MVA	Carmel Altoce	10,00	24%	25%	26%	27%	28%	29%	30%	31%	32%	33%	34%	35%																																																																																																																																																																																										
Carampangue T2 66/13,8 KV 5,2 MVA	Carmel Altoce	5,00	50%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	57%	58%	59%	60%																																																																																																																																																																																										
26	Sistema de Transmisión del Sur	<p style="text-align: center;">4.7.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT</p>	<p>Se comparte proyección de demanda asociada a SE Cañete, por lo cual se presentará la iniciativa de Ampliación respectiva al Plan de Expansión 2023.</p> <table border="1" style="width: 100%; font-size: 8px;"> <thead> <tr> <th>TRANSFORMADOR</th> <th>Zona</th> <th>S. base</th> <th>IN</th> <th>INL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cañete T1 66/23 KV 10 MVA</td> <td>Carmel Altoce</td> <td>10,00</td> <td>72%</td> <td>73%</td> <td>74%</td> <td>75%</td> <td>76%</td> <td>77%</td> <td>78%</td> <td>79%</td> <td>80%</td> <td>81%</td> <td>82%</td> <td>83%</td> </tr> <tr> <td>Cañete T2 66/13,8 KV 5,2 MVA</td> <td>Carmel Altoce</td> <td>5,00</td> <td>48%</td> <td>49%</td> <td>50%</td> <td>51%</td> <td>52%</td> <td>53%</td> <td>54%</td> <td>55%</td> <td>56%</td> <td>57%</td> <td>58%</td> <td>59%</td> </tr> </tbody> </table>	TRANSFORMADOR	Zona	S. base	IN	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	Cañete T1 66/23 KV 10 MVA	Carmel Altoce	10,00	72%	73%	74%	75%	76%	77%	78%	79%	80%	81%	82%	83%	Cañete T2 66/13,8 KV 5,2 MVA	Carmel Altoce	5,00	48%	49%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	57%	58%	59%	Incluir iniciativa "Ampliación SE Cañete" en Propuesta de Expansión 2023.	En propuesta 2023 se incluirá una obra de ampliación.																																																																																																																																																						
TRANSFORMADOR	Zona	S. base	IN	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL																																																																																																																																																																																										
Cañete T1 66/23 KV 10 MVA	Carmel Altoce	10,00	72%	73%	74%	75%	76%	77%	78%	79%	80%	81%	82%	83%																																																																																																																																																																																										
Cañete T2 66/13,8 KV 5,2 MVA	Carmel Altoce	5,00	48%	49%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	57%	58%	59%																																																																																																																																																																																										
27	Sistema de Transmisión del Sur	<p style="text-align: center;">4.7.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT</p>	<p>De acuerdo con Anexo "Diagnóstico Charrúa - Chiloé.xlsx" se tiene la siguiente proyección para SE Los Negros:</p> <table border="1" style="width: 100%; font-size: 8px;"> <thead> <tr> <th>Transformador</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LOS NEGROS 66/24KV 5MVA</td> <td>55%</td> <td>54%</td> <td>55%</td> <td>56%</td> <td>57%</td> <td>59%</td> <td>60%</td> </tr> </tbody> </table> <p>realizada por Grupo SAESA al Coordinador el pasado 27 de octubre, se producirá un traspaso de demanda desde SE Barro Blanco a SE Los Negros el año 2023, cercano a los 2 MVA, por lo tanto, se tiene la siguiente proyección de demanda:</p> <table border="1" style="width: 100%; font-size: 8px;"> <thead> <tr> <th>TRANSFORMADOR</th> <th>Zona</th> <th>S. base</th> <th>IN</th> <th>INL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Los Negros T1 66/23 KV 5 MVA</td> <td>Osorno</td> <td>5,00</td> <td>49%</td> <td>50%</td> <td>51%</td> <td>52%</td> <td>53%</td> <td>54%</td> <td>55%</td> <td>56%</td> <td>57%</td> <td>58%</td> <td>59%</td> <td>60%</td> </tr> </tbody> </table>	Transformador	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	LOS NEGROS 66/24KV 5MVA	55%	54%	55%	56%	57%	59%	60%	TRANSFORMADOR	Zona	S. base	IN	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	Los Negros T1 66/23 KV 5 MVA	Osorno	5,00	49%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	57%	58%	59%	60%	Considerar traspaso, actualizar proyección de demanda e incluir iniciativa "Ampliación SE Los Negros" en Propuesta de Expansión 2023.	Se solicita que se hagan llegar todos los antecedentes que permitan validar la fehaciencia de dicho traspaso de carga. Con los antecedentes que el Coordinador presentará al Coordinador y en caso de que correspondiere, se actualizarán los análisis en el Complemento a esta propuesta y se evaluarán posibles obras de expansión.																																																																																																																																																					
Transformador	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028																																																																																																																																																																																																	
LOS NEGROS 66/24KV 5MVA	55%	54%	55%	56%	57%	59%	60%																																																																																																																																																																																																	
TRANSFORMADOR	Zona	S. base	IN	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL																																																																																																																																																																																										
Los Negros T1 66/23 KV 5 MVA	Osorno	5,00	49%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	57%	58%	59%	60%																																																																																																																																																																																										
28	Sistema de Transmisión del Sur	<p style="text-align: center;">4.7.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT</p>	<p>De acuerdo con Anexo "Diagnóstico Charrúa - Chiloé.xlsx" se tiene la siguiente proyección para SE Purranque:</p> <table border="1" style="width: 100%; font-size: 8px;"> <thead> <tr> <th>Transformador</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PURRANQUE 66/24-13.8KV 5MVA 2</td> <td>103%</td> <td>102%</td> <td>105%</td> <td>107%</td> <td>110%</td> <td>112%</td> <td>115%</td> </tr> <tr> <td>PURRANQUE 66/24-13.8KV 10MVA 3</td> <td>55%</td> <td>55%</td> <td>56%</td> <td>57%</td> <td>59%</td> <td>60%</td> <td>61%</td> </tr> </tbody> </table> <p>subestación es la siguiente:</p> <table border="1" style="width: 100%; font-size: 8px;"> <thead> <tr> <th>TRANSFORMADOR</th> <th>Zona</th> <th>S. base</th> <th>IN</th> <th>INL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Purranque T1 66/23 KV 5 MVA</td> <td>Osorno</td> <td>5,00</td> <td>75%</td> <td>76%</td> <td>77%</td> <td>78%</td> <td>79%</td> <td>80%</td> <td>81%</td> <td>82%</td> <td>83%</td> <td>84%</td> <td>85%</td> <td>86%</td> </tr> <tr> <td>Purranque T2 66/23 KV 5 MVA</td> <td>Osorno</td> <td>5,00</td> <td>75%</td> <td>76%</td> <td>77%</td> <td>78%</td> <td>79%</td> <td>80%</td> <td>81%</td> <td>82%</td> <td>83%</td> <td>84%</td> <td>85%</td> <td>86%</td> </tr> </tbody> </table>	Transformador	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	PURRANQUE 66/24-13.8KV 5MVA 2	103%	102%	105%	107%	110%	112%	115%	PURRANQUE 66/24-13.8KV 10MVA 3	55%	55%	56%	57%	59%	60%	61%	TRANSFORMADOR	Zona	S. base	IN	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	Purranque T1 66/23 KV 5 MVA	Osorno	5,00	75%	76%	77%	78%	79%	80%	81%	82%	83%	84%	85%	86%	Purranque T2 66/23 KV 5 MVA	Osorno	5,00	75%	76%	77%	78%	79%	80%	81%	82%	83%	84%	85%	86%	Revisar demanda base y actualizar proyección de demanda Complementar que la problemática asociada a "PURRANQUE 66/24-13.8KV 5MVA 2" es relacionada con la iniciativa "Ampliación Subestación Purranque 66/23-13,2 kV (RTR ATMT)" presentada al Plan de Expansión 2022.	El Coordinador en su propuesta de expansión 2022 propuso la obra de expansión "Ampliación en S/E Purranque" la cual atiende a esta solicitud.  En caso de que este proyecto no sea incluido en el plan de expansión 2022, se volverá a evaluar para el informe complementario a esta propuesta.																																																																																																																														
Transformador	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028																																																																																																																																																																																																	
PURRANQUE 66/24-13.8KV 5MVA 2	103%	102%	105%	107%	110%	112%	115%																																																																																																																																																																																																	
PURRANQUE 66/24-13.8KV 10MVA 3	55%	55%	56%	57%	59%	60%	61%																																																																																																																																																																																																	
TRANSFORMADOR	Zona	S. base	IN	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL	INL																																																																																																																																																																																										
Purranque T1 66/23 KV 5 MVA	Osorno	5,00	75%	76%	77%	78%	79%	80%	81%	82%	83%	84%	85%	86%																																																																																																																																																																																										
Purranque T2 66/23 KV 5 MVA	Osorno	5,00	75%	76%	77%	78%	79%	80%	81%	82%	83%	84%	85%	86%																																																																																																																																																																																										
29	Sistema de Transmisión del Sur	<p style="text-align: center;">Diagnóstico de Transformadores AT/MT</p>	<p>Si bien se realizan sensibilidades por efectos de PMGDs, no existen sensibilidades en función de crecimientos de demanda fuera de la proyección vegetativa.</p>	Se sugiere incorporar una sección asociada a "Diagnóstico de Transformadores AT/MT por efecto de Crecimientos Extra Tendenciales", en función de los antecedentes proporcionados por las empresas Coordinadas (Dx-Tx)	Se considerará de acuerdo a la información disponible en el último informe de verificación de congestión en transmisión zonal por inyección de PMGD. Considerando lo anterior, mas otros insumos se abordará en el Informe Propuesta de Expansión e Informe Complemento a la Propuesta 2023.																																																																																																																																																																																																			

**OBSERVACIONES AL DIAGNOSTICO PARA LA PROPUESTA DE EXPANSION DE LA TRANSMISION 2023**

ID	Entidad que observa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																																																																																																														
30	Sistema de Transmisión del Sur	Sección propuesta "Diagnóstico de Transformadores AT/MT por efecto de Crecimientos Extratendenciales"	<p>De acuerdo con Anexo "Diagnóstico Charrúa - Chiloé.xlsx" se tiene la siguiente proyección para SE Cabrero:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Transformador</th> <th>ET</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2</td> <td></td> <td>64%</td> <td>63%</td> <td>64%</td> <td>64%</td> <td>64%</td> <td>64%</td> <td>65%</td> </tr> <tr> <td>CABRERO 69/24KV 16MVA</td> <td></td> <td>57%</td> <td>57%</td> <td>57%</td> <td>57%</td> <td>57%</td> <td>57%</td> <td>58%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Donde se observa que se ha considerado el retorno del alimentador Cabrero Ciudad desde el T1 66/13, kv 16 MVA (tomado mediante un ATR) al T2 66/23 kv 16 MVA el año 2022, significando un traspaso cercano a los 2,9 MVA, como se detalló en presentación "Diagnóstico Sistema Tx Zonal Según Proceso Plan 2023" realizada por Grupo SAE SA al Coordinador el pasado 27 de octubre. Sin embargo, se puede determinar un crecimiento medio cercano al 0,3% por año, muy por debajo de los crecimientos históricos de la zona y las tasas de crecimiento analizadas internamente. A continuación, se muestra la proyección de demanda interna.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">SOLICITUDES DE CARGA (MVA)</th> <th>Zona</th> <th>S. Perm</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> <th>2029</th> <th>2030</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SE</td> <td>TRANSFORMADOR</td> <td>Cabrero</td> <td>Charrúa-Cabrero</td> <td>15,00</td> <td>17,74</td> <td>18,24</td> <td>18,24</td> <td>18,24</td> <td>18,24</td> <td>19,25</td> <td>19,25</td> <td>19,25</td> <td>19,25</td> </tr> <tr> <td>SE</td> <td>TRANSFORMADOR</td> <td>Cabrero</td> <td>Charrúa-Cabrero</td> <td>15,00</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> </tr> <tr> <td>SE</td> <td>TRANSFORMADOR</td> <td>Cabrero</td> <td>Charrúa-Cabrero</td> <td>15,00</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> <td>16,05</td> </tr> </tbody> </table> <p>Donde se observa que se ha considerado el retorno del alimentador Cabrero Ciudad desde el T1 66/13, kv 16 MVA (tomado mediante un ATR) al T2 66/23 kv 16 MVA el año 2022, significando un traspaso cercano a los 2,9 MVA, como se detalló en presentación "Diagnóstico Sistema Tx Zonal Según Proceso Plan 2023" realizada por Grupo SAE SA al Coordinador el pasado 27 de octubre. Sin embargo, se puede determinar un crecimiento medio cercano al 0,3% por año, muy por debajo de los crecimientos históricos de la zona y las tasas de crecimiento analizadas internamente. A continuación, se muestra la proyección de demanda interna.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">ALIMENTADOR</th> <th>Facilidad</th> <th>Ingreso</th> <th>MVA</th> <th>MVA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Salto de Laja</td> <td>Proyecto Kalcaya</td> <td></td> <td>19-06-2021</td> <td>3.500</td> <td>3.935</td> </tr> <tr> <td>Salto de Laja</td> <td>Forestal Forestal</td> <td></td> <td>02-08-2022</td> <td>1.000</td> <td>760</td> </tr> <tr> <td>Yumbel</td> <td>Proyecto Biomasaered</td> <td></td> <td>16-09-2022</td> <td>400</td> <td>200</td> </tr> <tr> <td>Salto de Laja</td> <td>Biomasa Chile SA</td> <td></td> <td>25-10-2022</td> <td>4.000</td> <td>3.000</td> </tr> </tbody> </table> <p>Bajo este escenario, se tiene la siguiente proyección de demanda CEN + Facilidades.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Transformador</th> <th>Unidad</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2</td> <td>MVA</td> <td>15,0</td> <td>15,4</td> <td>15,0</td> <td>16,0</td> <td>16,0</td> <td>16,0</td> <td>16,1</td> </tr> <tr> <td>CABRERO 69/24KV 16MVA</td> <td>MVA</td> <td>9,1</td> <td>9,1</td> <td>9,1</td> <td>9,1</td> <td>9,1</td> <td>9,2</td> <td>9,2</td> </tr> <tr> <td>CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2</td> <td>MVA</td> <td>15,0</td> <td>15,4</td> <td>15,0</td> <td>16,0</td> <td>16,0</td> <td>16,0</td> <td>16,1</td> </tr> <tr> <td>CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2</td> <td>MVA</td> <td>16,7%</td> <td>16,6%</td> <td>16,6%</td> <td>16,9%</td> <td>17,1%</td> <td>17,3%</td> <td>17,6%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Mayores antecedentes en Documento adjunto "2022-12-27_Análisis Crecimientos Extra Tendenciales_Grupo Saesa.pdf" y anexos respectivos.</p>	Transformador	ET	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2		64%	63%	64%	64%	64%	64%	65%	CABRERO 69/24KV 16MVA		57%	57%	57%	57%	57%	57%	58%	SOLICITUDES DE CARGA (MVA)		Zona	S. Perm	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	SE	TRANSFORMADOR	Cabrero	Charrúa-Cabrero	15,00	17,74	18,24	18,24	18,24	18,24	19,25	19,25	19,25	19,25	SE	TRANSFORMADOR	Cabrero	Charrúa-Cabrero	15,00	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	SE	TRANSFORMADOR	Cabrero	Charrúa-Cabrero	15,00	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	ALIMENTADOR		Facilidad	Ingreso	MVA	MVA	Salto de Laja	Proyecto Kalcaya		19-06-2021	3.500	3.935	Salto de Laja	Forestal Forestal		02-08-2022	1.000	760	Yumbel	Proyecto Biomasaered		16-09-2022	400	200	Salto de Laja	Biomasa Chile SA		25-10-2022	4.000	3.000	Transformador	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2	MVA	15,0	15,4	15,0	16,0	16,0	16,0	16,1	CABRERO 69/24KV 16MVA	MVA	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,2	9,2	CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2	MVA	15,0	15,4	15,0	16,0	16,0	16,0	16,1	CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2	MVA	16,7%	16,6%	16,6%	16,9%	17,1%	17,3%	17,6%	<p>Considerar esta demanda extra tendencial en las proyecciones de demanda e incluir la iniciativa "Ampliación SE Cabrero" en Propuesta de Expansión 2023, sugiriendo, sin embargo, su inclusión en el Plan de Expansión 2022, por tratarse de nuevos antecedentes, no disponibles previo a la presentación de iniciativas en abril de 2022.</p>	<p>Se solicita que se hagan llegar todos los antecedentes que permitan validar la fehaciencia de las factibilidades señaladas. Con los antecedentes que el Coordinado presentará al Coordinador y en caso de que correspondiere, se actualizarán los análisis en el Complemento a esta propuesta y se evaluarán posibles obras de expansión.</p>
Transformador	ET	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028																																																																																																																																																											
CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2		64%	63%	64%	64%	64%	64%	65%																																																																																																																																																											
CABRERO 69/24KV 16MVA		57%	57%	57%	57%	57%	57%	58%																																																																																																																																																											
SOLICITUDES DE CARGA (MVA)		Zona	S. Perm	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																																																																																																																																																						
SE	TRANSFORMADOR	Cabrero	Charrúa-Cabrero	15,00	17,74	18,24	18,24	18,24	18,24	19,25	19,25	19,25	19,25																																																																																																																																																						
SE	TRANSFORMADOR	Cabrero	Charrúa-Cabrero	15,00	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05																																																																																																																																																						
SE	TRANSFORMADOR	Cabrero	Charrúa-Cabrero	15,00	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05																																																																																																																																																						
ALIMENTADOR		Facilidad	Ingreso	MVA	MVA																																																																																																																																																														
Salto de Laja	Proyecto Kalcaya		19-06-2021	3.500	3.935																																																																																																																																																														
Salto de Laja	Forestal Forestal		02-08-2022	1.000	760																																																																																																																																																														
Yumbel	Proyecto Biomasaered		16-09-2022	400	200																																																																																																																																																														
Salto de Laja	Biomasa Chile SA		25-10-2022	4.000	3.000																																																																																																																																																														
Transformador	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028																																																																																																																																																											
CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2	MVA	15,0	15,4	15,0	16,0	16,0	16,0	16,1																																																																																																																																																											
CABRERO 69/24KV 16MVA	MVA	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,2	9,2																																																																																																																																																											
CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2	MVA	15,0	15,4	15,0	16,0	16,0	16,0	16,1																																																																																																																																																											
CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2	MVA	16,7%	16,6%	16,6%	16,9%	17,1%	17,3%	17,6%																																																																																																																																																											
31	Sistema de Transmisión del Sur	Sección propuesta "Diagnóstico de Transformadores AT/MT por efecto de Crecimientos Extratendenciales"	<p>De acuerdo con Anexo "Diagnóstico Charrúa - Chiloé.xlsx" se tiene la siguiente proyección para SE Ancud:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Transformador</th> <th>ET</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ANCUD 115/69/24/13,8KV 16MVA 1</td> <td></td> <td>73%</td> <td>73%</td> <td>74%</td> <td>75%</td> <td>75%</td> <td>75%</td> <td>81%</td> </tr> </tbody> </table> <p>De acuerdo con las proyecciones de demanda interna, el T1 de SE Ancud incumpliría el criterio de holgura al año 2027 (deferencia principalmente solo por tasas de crecimiento):</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">SOLICITUDES DE CARGA (MVA)</th> <th>Zona</th> <th>S. Perm</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> <th>2029</th> <th>2030</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SE</td> <td>TRANSFORMADOR</td> <td>Ancud</td> <td>Isra-Chiloé</td> <td>10,00</td> <td>11,48</td> <td>11,48</td> <td>11,48</td> <td>11,48</td> <td>11,48</td> <td>11,48</td> <td>11,48</td> <td>11,48</td> <td>11,48</td> </tr> </tbody> </table> <p>Sin embargo, de acuerdo con información compartida recientemente por la Distribuidora SAE SA, con fecha 15-11-2022 se ingresó una solicitud de factibilidad para el Nuevo Hospital Ancud por una potencia requerida de 4 MW, donde se estimó un consumo máximo cercano a los 2 MW, con fecha estimada de inicio de toma de carga para marzo de 2023. Cabe destacar que se trata de un proyecto firme, el cual ya cuenta con avances constructivos importantes. Mayores antecedentes en Documento adjunto "2022-12-27_Análisis Crecimientos Extra Tendenciales_Grupo Saesa.pdf" y anexos respectivos.</p>	Transformador	ET	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	ANCUD 115/69/24/13,8KV 16MVA 1		73%	73%	74%	75%	75%	75%	81%	SOLICITUDES DE CARGA (MVA)		Zona	S. Perm	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	SE	TRANSFORMADOR	Ancud	Isra-Chiloé	10,00	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	<p>Considerar esta demanda extra tendencial en las proyecciones de demanda e incluir la iniciativa "Ampliación SE Ancud" en Propuesta de Expansión 2023, sugiriendo, sin embargo, su inclusión en el Plan de Expansión 2022, por tratarse de nuevos antecedentes, no disponibles previo a la presentación de iniciativas en abril de 2022.</p>	<p>Se solicita que se hagan llegar todos los antecedentes que permitan validar la fehaciencia de las factibilidades señaladas. Con los antecedentes que el Coordinado presentará al Coordinador y en caso de que correspondiere, se actualizarán los análisis en el Complemento a esta propuesta y se evaluarán posibles obras de expansión.</p>																																																																																																																
Transformador	ET	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028																																																																																																																																																											
ANCUD 115/69/24/13,8KV 16MVA 1		73%	73%	74%	75%	75%	75%	81%																																																																																																																																																											
SOLICITUDES DE CARGA (MVA)		Zona	S. Perm	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																																																																																																																																																						
SE	TRANSFORMADOR	Ancud	Isra-Chiloé	10,00	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48																																																																																																																																																						
32	Enel Generación Chile S.A.	4.1.3 documento "Diagnostico-PET-2023"	<p>En el ítem 4.1.3 Análisis de Vertimiento del documento "Diagnostico-PET-2023" se muestran diferentes gráficos de los resultados del análisis pero no se indica los supuestos ni explicación de la información representada en las figuras.</p>	<p>Se solicita incluir una explicación respecto de los supuestos, metodología de cálculo y resolución de las simulaciones realizadas para el cálculo de vertimientos, y principalmente una descripción de los resultados mostrados en las figuras 4-6, 4-7, 4-8 y 4-9, acompañando los resultados de valores numéricos tabulados para poder entender de mejor manera lo que se intenta mostrar en este ítem.</p>	<p>Se acoge la observación y la propuesta de modificación.</p>																																																																																																																																																														
33	Enel Generación Chile S.A.	Apéndice II	<p>En las alternativas de plan de obras de transmisión no se considera alguna alternativa de obra en el mediano plazo para reducir el vertimiento de la zona Norte, esto en el periodo antes del ingreso de la línea HVDC Kimalo Aguirre.</p>	<p>Se sugiere considerar alguna obra en el mediano plazo que permita aumentar la capacidad de transmisión de la zona norte del sistema para reducir el vertimiento de generación de plantas renovables.</p>	<p>Si bien el informe de Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión y de la Propuesta de Expansión de la Transmisión abordan la problemática del vertimiento de energía en base a fuentes de generación ERV mediante la proyección de este en el mediano y largo plazo, el objetivo principal del proceso de planificación de la transmisión consiste en el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y no la disminución del vertimiento de las fuentes de generación. Adicionalmente, es importante señalar que dentro del análisis desarrollado, se observa un vertimiento relativamente constante, lo cual se explica dado que sumado al aumento en la capacidad de transmisión, existe un aumento en la capacidad instalada prevista en proyectos de tecnología solar fotovoltaica y eólica en el mediano y largo plazo. No obstante, dentro de los proyectos evaluados y que pudiesen ser materializados en el mediano plazo, se consideraron como alternativa de expansión los Equipos FACTS de Tecnología SSSC, no obteniendo beneficio económicos en el sistema.</p>																																																																																																																																																														
34	Transelect S.A	4.8 Impacto PMGD en las Tedes de Transmisión zonal Apéndice VI Instalaciones de Transmisión Zonal con Congestión por Inyección de PMGD	<p>En la sección 4.8 se realiza un análisis de aquellas instalaciones del STZ que presentarían problemáticas por la incorporación de PMGD en las redes de media tensión. El detalle de este apartado se encuentra en el Apéndice VI del informe. Al revisar el Apéndice VI se observa que una de las instalaciones identificadas corresponde al transformador 110/23 kV de S/E Diego de Almagro, el cual verá comprometida su capacidad de transmisión por la incorporación de dos nuevos proyectos PMGD. Este diagnóstico es compartido por Transelect, razón por la cual hemos promovido un aumento de capacidad de transformación al Plan de Expansión 2022 y estamos a la espera de la emisión del informe Técnico Preliminar por parte de la CNE para concluir si el proyecto fue o no acogido. Sin perjuicio de lo anterior, creemos sumamente relevante que la propuesta de expansión 2023 del Coordinador Eléctrico Nacional incorpore proyectos que solucionen este tipo de problemáticas, de forma de dar la señal al mercado que el aumento de capacidad en los sistemas de transmisión, debido a la inyección de los PMGD, debe ser resuelta a través del Plan de Expansión</p>	<p>Se solicita incorporar un proyecto de aumento de capacidad en la transformación 110/23 kV de S/E Diego de Almagro en la propuesta de expansión 2023.</p>	<p>Se considerará de acuerdo a la información disponible en el último informe de verificación de congestión en transmisión zonal por inyección de PMGD. Considerando lo anterior, mas otros insumos se abordará en el Informe Propuesta de Expansión e Informe Complemento a la Propuesta 2023.</p>																																																																																																																																																														

**OBSERVACIONES AL DIAGNOSTICO PARA LA PROPUESTA DE EXPANSION DE LA TRANSMISION 2023**

ID	Entidad que observa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
35	Transelec S.A	General - Metodología de evaluación económica de proyectos	<p>El informe indica que se considerarán 26 hidrologías para efectos de poder optimizar los tiempos de simulación. Al respecto, compartimos el supuesto de reducir el número de hidrologías (desde las 60 que se utilizaban hasta hace algunos años), dado que la matriz energética de Chile está evolucionando hacia un sistema con mayor penetración de ERV en desmedro de uno hidrotérmico. No obstante, creemos que aun está pendiente el mejorar las evaluaciones económicas ponderando de distinta forma las hidrologías utilizadas y/o considerando metodologías alternativas para aquellos proyectos que son requeridos en alguna hidrología en particular.</p> <p>Por otro lado, el informe muestra resultados de congestiones para bloques de día y bloques de noche, concluyendo que varios tramos presentan criticidad solo en las horas día, debido al despacho de los parques fotovoltaicos aledaños. En ese sentido, y en línea con lo mencionado en el párrafo anterior, sugerimos poder realizar una evaluación económica alternativa para aquellos proyectos cuya necesidad se genere particularmente en bloques de día.</p>	Se solicita utilizar una evaluación económica no tradicional para evaluar proyectos relevantes para el sistema que se requieran en casos particulares (bloques día, hidrologías secas/húmedas, entre otros)	A partir de la observación se evaluarán cambios metodológicos en evaluaciones de obras futuras.
36	Transelec S.A	<p>4 Diagnóstico</p> <p>4.1 Diagnóstico Global Sistema Eléctrico Nacional</p> <p>4.1.2 Análisis de Congestiones</p> <p>Págs. 32-33</p>	<p>La tabla 4.9 resume los tramos del STN, ubicados en la zona entre Polpaico y Ciruelos que presentan algún grado de congestión en los escenarios A o D. Se advierte que en esta tabla no se incorpora el tramo de transformación 500/220 kV de S/E Lo Aguirre, el cual de acuerdo a nuestras estimaciones presentará congestiones incluso con la segunda unidad de transformación, actualmente en construcción (ver imagen siguiente).</p>  <p>Si bien las congestiones en la transformación 500/220 kV de S/E Lo Aguirre son comentadas en la pág 43 (4.1.5 utilización esperada del Sistema Eléctrico Nacional), también advertimos que los límites utilizados en la modelación son más altos que los estimados por Transelec (1000 MVA versus 1100 MVA aproximadamente), lo cual es relevante al momento de realizar evaluaciones económicas de la conveniencia de ejecutar un proyecto de aumento de capacidad. Asimismo, las transferencias esperadas estimadas por Transelec para esta transformación, dan cuenta de un grado mucho mayor de congestiones respecto a los resultados del informe.</p>	Se solicita corregir el límite considerado para la transformación 500/220 kV S/E Lo Aguirre e incorporarlo al listado de instalaciones críticas para evaluar una propuesta de aumento de capacidad u otra solución.	<p>De acuerdo con la observación. El uso esperado mostrado en la imagen es consistente con el análisis efectuado. No obstante, con motivo de reflejar mejor el uso óptimo del sistema en 500 kV y de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre de forma ficticia se ha liberado el límite, motivo del aumento de capacidad comentado. Se complementa análisis de congestiones y flujos esperados con lo señalado anteriormente.</p> <p>Por otro lado, se incluye una propuesta de expansión que aborda el aumento de flujos y congestión prevista en el tramo S/E Lo Aguirre 500/220 kV.</p>
37	Transelec S.A	<p>4 Diagnóstico</p> <p>4.1 Diagnóstico Global Sistema Eléctrico Nacional</p> <p>4.1.2 Análisis de Congestiones</p> <p>Pág. 33</p>	<p>La tabla 4.10 resume los tramos del STN, ubicados en la zona entre Ciruelos y Añud que presentan algún grado de congestión en los escenarios A o D. Se advierte que en esta tabla no se encuentran los tramos de la línea 220 kV Ciruelos - Cautín, que en los diagnósticos de Transelec permanentemente se muestra congestionada, incluso luego del aumento de capacidad en curso. En efecto, al revisar el Apéndice III Uso Esperado del Sistema de Transmisión Nacional, se advierte que los tramos de la mencionada línea no presentan congestión una vez entre en servicio el aumento de capacidad. Asimismo, en la figura 4.5, donde se muestra la capacidad instalada proyectada para esta zona, se indica que salvo un caso excepcional no se prevé nueva capacidad instalada de centrales generadoras en la zona, lo cual podría explicar el bajo nivel de transferencias que resulta del informe de diagnóstico.</p> <p>Al respecto, queremos hacer notar que en su propuesta 2022 el Coordinador Eléctrico Nacional promovió la energización en 500 kV de la línea Entre Ríos - Ciruelos - Pichirropulli (actualmente en estudio de franja), justamente para poder solucionar las problemáticas de congestión en el corredor Cautín - Ciruelos - Pichirropulli, las cuales se daban a partir del año 2024 (mediano plazo) y se mantenían por todo el horizonte de análisis. En ese sentido no entendemos el cambio drástico de supuestos de generación que hubo entre un proceso y otro para esta zona del sistema, y hacemos notar que nuestra visión de largo plazo para el tramo Cautín - Ciruelos es de una congestión permanente, incluso posterior al proyecto de aumento de capacidad. Es más, la CNE también ha manifestado su visión de un fuerte desarrollo de generación al sur de Charrúa, en atención a las comunicaciones que están sosteniendo con desarrolladores de proyectos.</p>	Se solicita revisar los supuestos de generación utilizados en la zona sur de Charrúa, e incorporar el tramo Cautín - Ciruelos al listado de instalaciones críticas para buscar proyectos de solución.	<p>Los escenarios desarrollados en el software de coordinación hidrotérmica fueron implementados conforme a los resultados obtenidos de la co-optimización generación-transmisión y adaptados conforme a los proyectos ingresados por Acceso Abierto que cuentan con aprobación del Coordinador. Esto concluyó a que el desarrollo eólico en la zona sur se desarrolle principalmente en el sector comprendido entre Mulchén y Cautín.</p> <p>En vista de las diferencias percibidas entre este diagnóstico y el anterior, es que para el informe complementario se analizará si es pertinente evaluar un nuevo escenario de generación que privilegie el desarrollo de proyectos eólicos más al sur.</p> <p>Por último, es importante mencionar que el Coordinador mantiene vigente su recomendación de obras para el sistema de transmisión nacional presentadas en la propuesta de expansión 2022.</p>
38	Transelec S.A	<p>4 Diagnóstico</p> <p>4.1 Diagnóstico Global Sistema Eléctrico Nacional</p> <p>4.1.3 Análisis de Vertimiento</p> <p>Págs. 34-35</p>	Las figuras 4.7 y 4.9 resumen el nivel de vertimiento de ERV proyectado en las distintas zonas del sistema. En particular, se indica que el vertimiento eólico en la zona al sur de Charrúa es menor a 1000 MWh en los años 2026, 2029 y 2035. Al respecto creemos que estas cifras están subdimensionadas, ya que en la actualidad el vertimiento eólico del sistema, acumulado al año 2022, es de más de 450 GWh (450.000 MWh), por lo que se sugiere revisar y actualizar los datos de las figuras.	Se solicita revisar y corregir los datos de vertimientos presentados en las mencionadas figuras.	El vertimiento señalado en el documento está relacionado únicamente a recortes de generación por congestiones a causa de la sobreoferta de generación. El vertimiento histórico observado en la operación del sistema posee más componentes, tales como vertimiento a causa de restricciones de corto plazo o restricciones por seguridad en la operación del SEN.
39	Transelec S.A	General - Proyectos de Generación considerados	No se incorporó una tabla resumen donde se puedan revisar los proyectos de generación que fueron considerados en la modelación, y particularmente aquellos proyectos que fueron incluidos a partir de la información de Acceso Abierto	Se solicita incorporar una tabla resumen con todos los proyectos de generación utilizados en la modelación, indicado su punto de conexión, potencia máxima, tecnología, fecha PES y si su incorporación se realizó en base a la información de Acceso Abierto, proyectos en construcción de la CNE o por la co-optimización transmisión-generación realizada inicialmente.	Se acoge la observación. Se incorpora Apéndice con los proyectos de generación que fueron consideradas en la modelación.

**OBSERVACIONES AL DIAGNOSTICO PARA LA PROPUESTA DE EXPANSION DE LA TRANSMISION 2023**

ID	Entidad que observa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
40	Transelec S.A	2 Consideraciones Generales y Supuestos  2.2 Oferta  Pág. 21	<p>Se indica que se incorporaron al análisis algunos proyectos que están en el proceso de Acceso Abierto y que cuenten con un alto grado de concreción. Se consideró que los proyectos contaban con alto grado de concreción si ingresaron una SUCTD y cuentan con aprobación del Coordinador o si ingresaron una SAC y cuentan con un Informe de Aprobación de Conexión Final y/o Definitivo.</p> <p>Al respecto, de acuerdo con la Plataforma de Acceso Abierto del Coordinador, existe una cantidad relevante de proyectos (sobre 100) en etapa de Informe Preliminar emitido o en elaboración. Esto implica que la solicitud ha superado la etapa de viabilidad técnica, por lo que existe posición disponible en la subestación nacional o zonal solicitada y es razonable suponer, en un escenario conservador, que buena parte de estos proyectos avanzarán hasta su etapa de Declaración en Construcción. Además, según se detalla en el literal b) del punto 5.1.3 del documento "Procedimiento Interno: Criterios para la Aplicación del Régimen de Acceso Abierto" del Coordinador, en relación a las obras de ampliación que define el plan de expansión anual de transmisión, los procesos de Acceso Abierto que hayan ingresado a estas subestaciones quedarán detenidos hasta la aprobación del hito de ingeniería básica de la respectiva obra. En ese sentido, ninguna de las solicitudes actualmente ingresadas en obras nuevas o de ampliación que se encuentren en dicha condición estarían siendo consideradas en este Informe, pero tienen alto grado de concreción al ser ampliaciones promovidas vía planes de expansión.</p> <p>Por otro lado, en el caso de conexiones al sistema dedicado, una vez que se ha realizado el cálculo de capacidad (CTD) para una solicitud SUCTD, y en su Informe Preliminar (ICTDP) se aprueba preliminarmente la solicitud, resulta razonable considerar que este proyecto será aprobado en su informe definitivo (ICTDD), ya que existen pocas causales que puedan implicar un recálculo de la Capacidad Técnica Disponible definida por el mismo Coordinador (como por ejemplo una discrepancia y posterior dictamen del Panel de Expertos, lo que resulta poco frecuente con respecto a la cantidad de solicitudes tramitadas).</p>	<p>Se solicita lo siguiente:</p> <p>-Para instalaciones del sistema público, incorporar dentro de los escenarios de generación aquellas solicitudes que hayan superado la etapa de viabilidad técnica que define el proceso de Acceso Abierto y no sólo aquellas que cuenten con un Informe de Aprobación de Conexión Final y/o Definitivo.</p> <p>-Para sistemas de transmisión dedicados, incorporar dentro de los escenarios de generación aquellas solicitudes para las que se haya definido que existe Capacidad Técnica Disponible inclusive en su Informe CTD Preliminar, y no sólo aquellas que cuenten con la aprobación definitiva por parte del Coordinador</p>	Idem ID 10.
41	Transelec S.A	General - Proyectos de Transmisión considerados	No se incorporó una tabla resumen donde se puedan revisar los proyectos de transmisión considerados en la modelación y la puesta en servicio de cada uno. Particularmente no se indica el año de puesta en servicio de la línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos - Pichirropulli, ni el nivel de tensión considerado en su operación. Tampoco se indica la fecha PES del proyecto de Control de Flujos Parinas - Lo Aguirre.	Se solicita incorporar una tabla resumen con todos los proyectos de transmisión utilizados en la modelación, indicando su capacidad, fecha de puesta en servicio y otros aspectos relevantes.	Se acoge la observación. Se incorpora Apéndice con los proyectos de transmisión que fueron consideradas en la modelación.
42	Transelec S.A	General - Metodología	El plan de generación de largo plazo es elaborado mediante un análisis de co-optimización generación - transmisión en base a supuestos propios del Coordinador. En ese sentido, si bien es cierto es un ejercicio interesante desde el punto de vista metodológico, no está en línea con los planes de la PELP elaborados por el Ministerio de Energía, y que son finalmente utilizados por la CNE para la elaboración de sus propuestas de expansión. Lo mismo ocurre con la previsión de la demanda, donde el Coordinador presenta estimaciones con un alto grado de sustento teórico y de antecedentes macroeconómicos, pero que finalmente difieren de lo que considera la CNE en sus análisis. Es en este sentido que sugerimos que en los próximos procesos de expansión, el Coordinador pueda considerar supuestos metodológicos más cercanos a los elaborados por la CNE, con el fin de poder generar propuestas que estén alineadas entre ambas entidades y se genere una visión común en cuanto al desarrollo del sistema. Como ejemplo de lo mencionado anteriormente, y que no se está realizando en la actualidad, es el hecho de que en el presente diagnóstico el Coordinador no visualice necesario una expansión relevante en la zona sur del sistema, mientras que en las bases de largo plazo de la Comisión sí se vislumbran congestiones en líneas de transmisión de 220 kV.	Se solicita utilizar supuestos más similares a los utilizados por la CNE para efectos de la elaboración de la propuesta de expansión de la transmisión.	La observación se tendrá en cuenta para cambios metodológicos en futuras versiones de la propuesta de expansión de la transmisión.
43	Chilquinta Energía	Título 4 Diagnóstico, 4.4 Diagnostico Zonal Quinta Región, 4.4.2 Diagnostico de las instalaciones de transmisión zonal, Diagnóstico de transformadores AT/MT, Párrafo 3, pagina 55-69	El informe antes mencionado indica: Otra zona crítica se considera a la abastecida por la S/E Quilpué, sin embargo, se debe tener presente las últimas modificaciones al plano regulador de la zona en conjunto, además del análisis de traspaso de demanda con la zona aledaña de Peñablanca. Con respecto a esta observación, se puede comentar que el traspaso desde la subestación Quilpué hacia la Subestación Peñablanca, es limitado, debido a que la topología de ambas subestaciones es radial, concentrándose la carga de la subestación Quilpué hacia el extremo opuesto de la subestación Peñablanca. Se debe considerar que los alimentadores que son adyacentes entre subestaciones se encuentran con un alto nivel de carga por lo que el traspaso de carga es aún más limitado.	Se solicita no considerar el traspaso de carga entre las SSEE Quilpué y Peñablanca como solución a la sobrecarga en Quilpué. Si bien es cierto que existen respaldos, estos son limitados y no es posible abastecer la totalidad de la SE Quilpué. Aproximadamente solo 2,1 MW pueden ser transferidos a SE Peñablanca.	Para la evaluación de este proyecto, se ha solicitado antecedentes complementarios a Chilquinta, con la finalidad de presentar una solución consistente. Los análisis serán abordado en el Informe Complemento.