

Apéndice I – Análisis de Obras Propuestas

Complemento a la propuesta de expansión de la transmisión 2022

20 de junio de 2022

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
Francisco Becerra Y.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cesar Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Lagos R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

DISTRIBUCIÓN

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

1 ANÁLISIS DE OBRAS PROPUESTAS

1.1 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL

En línea con la obra incorporada en la propuesta del Coordinador en el contexto del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2021, se propone la siguiente obra que permitirá la conexión de los enlaces AC de la obra “Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre”.



Figura 1-1. Imagen satelital de S/E Kimal y paños en 220 kV.

Actualmente S/E Kimal tiene un patio de 500 kV y 220 kV, ambos en configuración de barras Interruptor y Medio. El patio de 220 kV posee 8 diagonales, en las cuales 14 semidiagonales se encuentran en uso y 2 se encuentran asignadas a través del régimen de Acceso Abierto, tal como se muestra en la Tabla 1-1.

Tabla 1-1. Asignación de posición en S/E Kimal 220 kV.

Paño	Estado	Instalación
J1-J2	En operación	2x220 kV Kimal - Crucero C2
J2-J3	En operación	2x220 kV Kimal - Encuentro C2
J4-J5	En operación	2x220 kV Kimal - Crucero C1

Paño	Estado	Instalación
J5-J6	En operación	2x220 kV Kimal - Encuentro C1
J7-J8	En operación	2x220 kV Kimal - Tap El Loa/Tocopilla C2 (6A)
J8-J9	En operación	2x220 kV Kimal - María Elena C2
J10-J11	En operación	2x220 kV Kimal - Nueva Chuquicamata C2 (6B)
J11-J12	En operación	2x220 kV Kimal - Laberinto C2
J13-J14	En operación	2x220 kV Kimal - Tap El Loa/Tocopilla C1 (7A)
J14-J15	En operación	2x220 kV Kimal - María Elena C1
J16-J17	En operación	2x220 kV Kimal - Nueva Chuquicamata C1 (7B)
J17-J18	En operación	2x220 kV Kimal - Laberinto C1
J19-J20	En operación	Kimal 500/220/66 kV 750 MVA ATR1
J20-J21	Declarado en Construcción	Proyecto Solar Fotovoltaico Elena
J22-J23	En operación	Kimal 500/220/66 kV 750 MVA ATR2
J23-J24	Asignado Acceso Abierto	Parque Solar Kimal

De acuerdo con la información recibida de parte del consorcio adjudicatario, S/E Convertidora Kimal se conectará a S/E Kimal por medio de un enlace de cuatro circuitos, debiendo considerar que los paños no podrán pertenecer a una misma diagonal, en cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). Además, con tal de favorecer la distribución de flujos en las barras de las subestaciones, es conveniente que cada par de enlaces quede en los extremos opuestos de la subestación.

La obra propuesta se encuentra sujeta a la reubicación de dos paños de línea. Lo anterior, en base al análisis de capacidad de barras desarrollado por el Coordinador en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión 2021. En dicho informe se recomendó la reubicación de los paños J20-J21 y J23-J24, puesto que se probó que esta configuración respeta la capacidad de las barras ante la desconexión o mantenimiento de cualquier paño, alcanzó un máximo de 53% en el caso de operación de la línea HVDC de Norte a Sur y 35% en el caso de operación de la línea HVDC de Sur a Norte. Mientras que, ante condiciones más exigentes, tales como el mantenimiento de las barras, se determinó una máxima cargabilidad de 83%. Cabe señalar que la reubicación de paños no se considera parte de la obra de ampliación, por lo que tampoco se incluye en la Tabla 1-2.

Por otro lado, tal como se menciona en el primer párrafo, la obra fue incorporada en la propuesta de expansión de la transmisión correspondiente al proceso del año 2021. En dicha instancia, la Comisión Nacional de Energía (CNE) no recomendó el proyecto, debido a que la subestación será

intervenida por la obra “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)”, perteneciente al proceso de expansión de la transmisión del año 2020, por lo que se decidió postergar la obra para contar con mayores antecedentes y para evitar interferencias entre empresas constructoras en la ejecución de las obras.

Hito	Responsable	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Informe Técnico Preliminar Proceso 2022	Comisión Nacional de Energía	■					
Informe Técnico Definitivo Proceso 2022	Comisión Nacional de Energía	■					
Decreto de Expansión de la Transmisión	Ministerio de Energía		■				
Licitación y Adjudicación	Coordinador		■	■			
Evaluación y Análisis de la Oferta	Transmisor Adjudicatario		■	■			
Decreto de Adjudicación	Ministerio de Energía			■	■		
Supervisión del Proyecto	Coordinador				■	■	■
Construcción de Proyecto	Transmisor Adjudicatario				■	■	■
Pruebas y Puesta en Servicio	Transmisor Adjudicatario					■	■
Construcción de Proyecto	Traslado de proyectos de generación					■	■
Pruebas y Puesta en Servicio	Traslado de proyectos de generación						■
Operación del Proyecto	Traslado de proyectos de generación						■
Margen de holgura	-						■

Figura 1-2. Cronograma estimado de desarrollo de la obra “Ampliación de S/E Kimal 220 kV” y traslado de paños.

No obstante, a partir del cronograma de la Figura 1-2, el Coordinador estima que la obra no puede ser pospuesta más allá del proceso de correspondiente al año 2022. Lo anterior, debido a que al suponer una fecha publicación del Informe Técnico Preliminar idéntica a la del proceso del año 2021, existiría un margen de holgura menor a un año hasta el fin del último hito constructivo de la obra “Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre”. Cabe señalar que, pese a que la obra pueda tardar menos tiempo, se deben considerar posibles contingencias, tal como sería el caso de una licitación desierta, entre otras.

De acuerdo con lo anterior, se propone la ampliación en dos diagonales de S/E Kimal, en su extremo poniente, utilizando un conductor idéntico a la barra existente.

Tabla 1-2. Valorización del proyecto Ampliación en S/E Kimal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	2.525
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	555
3	SUB TOTAL CONTRATO	3.080
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	560
5	COSTO TOTAL PROYECTO	3.604

1.2 AMPLIACIÓN EN S/E CENTRAL TERMOPACÍFICO Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV COPAYAPU – CERRILLOS

La obra propuesta nace ante la necesidad de dar suministro al aumento de demanda previsto a causa de nuevos consumos que prevén su conexión en el entorno de S/E Cardones.

Mediante la Figura 1-3 se presenta el sistema de transmisión en el entorno de S/E Cardones. Actualmente, el sistema depende de S/E Cardones, con un segundo punto de alimentación en S/E Plantas, previsto para enero del año 2023, de acuerdo con la obra “Ampliación en S/E Plantas” del Decreto Exento N°293 de 2018. Por otro lado, el sistema ha sido reforzado con las obras: “Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos - Kozán” y “Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones”, incorporadas mediante el Decreto Exento N°4 de 2019, con fecha estimada de interconexión en enero de 2024.

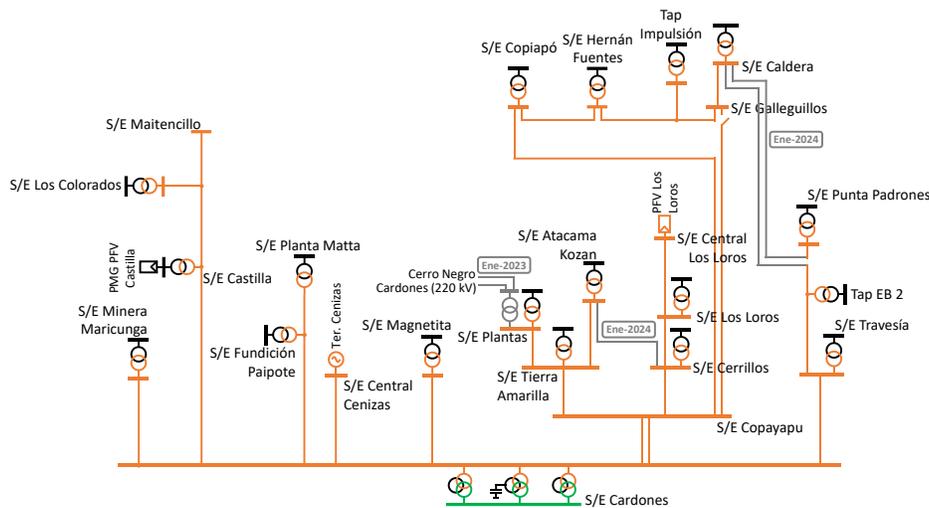


Figura 1-3. Sistemas de transmisión en el entorno de S/E Cardones.

El presente análisis incorpora aumentos de demandas previstos para dos proyectos de consumo enfocados a desalinización y bombeo de agua, uno en operación y otro con Resolución de Calificación Ambiental vigente, cuya previsión de demanda ha sido informada al Coordinador, registrando aumentos del consumo en las SS/EE Copayapu, Galleguillos y Caldera.

Mediante la Figura 1-4 se muestran la evolución esperada de la cargabilidad de las instalaciones entre los años 2023 y 2027, en aquellos casos que se supere el 80% de dicho valor. Se observa que al año 2027 los transformadores 220/110 kV en S/E Cardones y las líneas 1x110 kV Tierra Amarilla – Plantas y 1x110 kV Tierra Amarilla – Atacama Kozan pierden holgura en su cargabilidad.

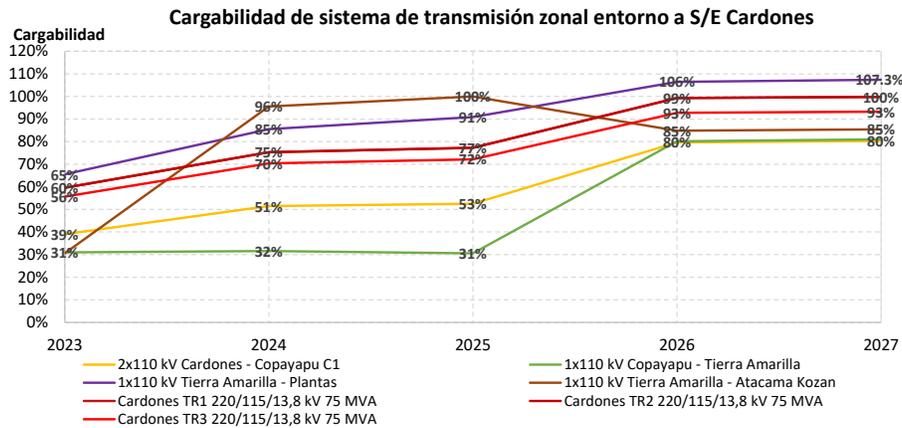


Figura 1-4. Evolución estimada de cargabilidad de instalaciones en el entorno de S/E Cardones (cargabilidad mayor o igual a 80%).

De acuerdo con los criterios del Coordinador, se sugiere que S/E Copiapó cuente con estándar de seguridad mínimo N-1 a nivel de SS/EE ATAT y Líneas AT, o bien, que mantenga la redundancia existente en 110 kV. De acuerdo con lo anterior, mediante la Figura 1-5 se ha evaluado la cargabilidad de las instalaciones ante condiciones N-1, con conclusiones similares, incluyendo la línea 2x110 kV Cardones – Copayapu, la cual posee un tramo corto de reducida capacidad que limita la línea de transmisión.

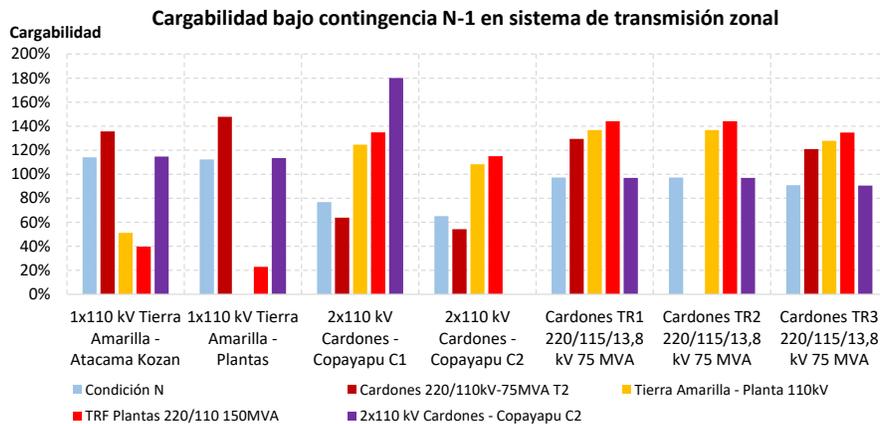


Figura 1-5. Cargabilidad en análisis N-1 en instalaciones en el entorno de S/E Cardones, año 2027 (peor caso mayor a 100%).

Al evaluar la situación y el entorno se ha observado que:

- Se requiere aumentar la capacidad de transformación 220/110 kV en la zona.
- S/E Cardones no cuenta con espacio para aumentar su capacidad de transformación a través de nuevas unidades. Además, una solución de este tipo no resuelve el problema del suministro en condición N-1.
- Un aumento de capacidad de transformación en S/E Plantas no es efectivo como solución.

Debido a lo anterior se propone el seccionamiento de instalaciones de transmisión dedicadas en 220 kV.



Figura 1-6. Ubicación de zona de interés para intervenir el sistema de transmisión zonal.

En particular, se ha evaluado la intervención S/E Central Termopacífico, cuya ubicación es mostrada en la Figura 1-6, mediante una obra de ampliación y el seccionamiento de la línea 1x110 kV Copayapu – Cerrillos. Se contempla, las siguientes intervenciones:

- i. Ampliación de barra de 220 kV en S/E Central Termopacífico para una posición y normalización de patio de 220 kV a configuración barra principal y barra de transferencia.
- ii. Nuevo patio de 110 kV en S/E Central Termopacífico en configuración barra principal y barra de transferencia, con cuatro posiciones.
- iii. Seccionamiento de línea 1x110 kV Copayapu – Cerrillos a una distancia aproximada de 1 km siguiendo el trazado de la línea desde S/E Copayapu.
- iv. Repotenciamiento del nuevo tramo 1x110 kV Copayapu – Central Termopacífico (1 km) para una capacidad de 0,7 kA a 35°C con sol.

- v. Transformador 220/110 kV de 150 MVA.

Mediante la Tabla 1-3 se muestra la valorización de la obra propuesta contemplando la ampliación de los patios, normalizaciones, seccionamiento y nuevo transformador.

Tabla 1-3. Valorización del proyecto Ampliación en S/E Central Termopacífico y seccionamiento de línea 1x110 kV Copayapu – Cerrillos.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	7.342,5
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	1.762,2
3	SUB TOTAL CONTRATO	9.104,7
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	881,1
5	COSTO TOTAL PROYECTO	9.985,8

1.3 AMPLIACIÓN EN S/E SAN JUAN

La obra nace de la necesidad de mantener el criterio de holgura del análisis de suficiencia para el tramo de transformación San Juan 66/13,8 kV.

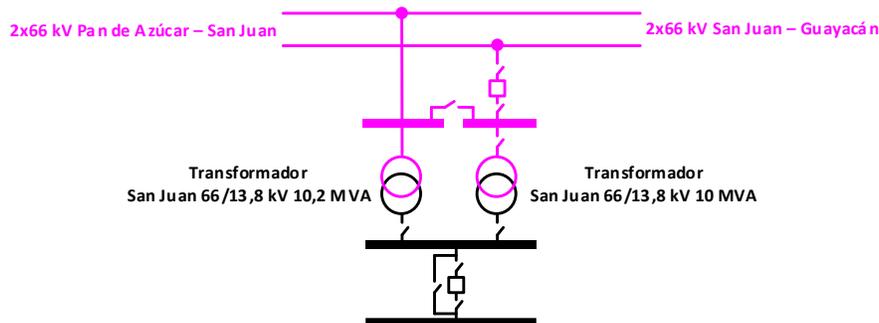


Figura 1-7. Esquema simplificado de las instalaciones de transmisión en 66 y 13,8 kV, S/E San Juan.

El presente análisis corrige el diagnóstico de suficiencia desarrollado en la propuesta de expansión 2022. Conforme se observa en la Tabla 1-4, los transformadores en S/E San Juan alcanzarán su máxima cargabilidad durante el año 2026 y, al considerar la ampliación propuesta por Oceanus Chile S.A. a la Comisión Nacional de Energía (CNE), la sobrecarga se presentará el mismo año, pero en mayor grado, haciendo forzoso el aumento de capacidad de la subestación.

Tabla 1-4. Proyección de cargabilidad en S/E San Juan 66/13,8 kV.

Transformador	Condición base proyectada					Considerando planta desalinizadora				
	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027
San Juan 66/13,8 kV 10 MVA	94%	97%	100%	102%	105%	94%	97%	100%	142%	145%
San Juan 66/13,8 kV 10,2 MVA	92%	95%	98%	100%	103%	92%	95%	98%	140%	142%

Conforme a las proyecciones elaboradas por el Coordinador, para mantener el criterio de holgura del análisis de suficiencia en el largo plazo, es necesario el aumento de capacidad de la instalación en 15 MVA.

Debido a lo anterior, como solución a la problemática, se propone incorporar un nuevo transformador 66/13,8 kV de 15 MVA con CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona.

Además, la obra deberá considerar la ampliación de las barras de 66 kV y 13,8 kV, además de la normalización de los paños de los transformadores y acometida de líneas en la S/E San Juan.

Tabla 1-5. Valorización del proyecto Ampliación en S/E San Juan.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	1.816,2
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	435,9
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.252,1
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	218
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.470,1

1.4 AMPLIACIÓN EN S/E OVALLE

La obra nace de la necesidad de mantener el criterio de holgura del análisis de suficiencia y el criterio de potencia firme del análisis de seguridad, para el tramo de transformación Ovalle 66/23 kV.

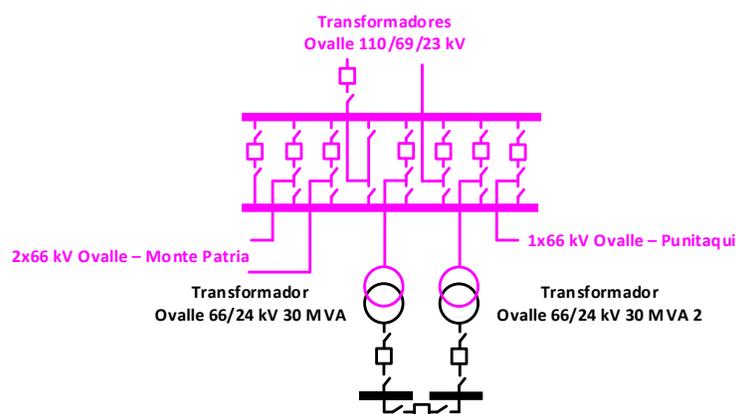


Figura 1-8. Esquema simplificado de las instalaciones de transmisión en 66 y 23 kV, S/E Ovalle.

Tal como se indicó en el informe de propuesta de expansión 2022, a raíz del análisis de potencia firme el Coordinador ha detectado la necesidad de un nuevo transformador ATMT en la subestación. En complemento a lo ya presentado, se corrige el diagnóstico de suficiencia desarrollado en la propuesta antes mencionada. Conforme se observa en la Tabla 1-6, el transformador Ovalle 66/24 kV 30 MVA se encuentra en el límite de su capacidad y, aun considerando un traspaso de carga ideal al transformador Ovalle 66/24 kV 30 MVA 2, igualmente se alcanza el límite determinado por el criterio de holgura.

Tabla 1-6. Proyección de cargabilidad en S/E Ovalle 66/23 kV.

Transformador	Condición base proyectada					Traspaso de carga ideal				
	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027
Ovalle 66/24 kV 30 MVA	105%	108%	110%	113%	115%	79%	81%	83%	84%	86%
Ovalle 66/24 kV 30 MVA 2	51%	53%	54%	55%	56%	77%	79%	81%	83%	85%

Sumado a lo anterior, al considerar un caso sin el aporte de las centrales PMGD conectadas a los alimentadores de la subestación, se obtienen Tabla 1-7. En esta se observa que el transformador

Ovalle 66/24 kV 30 MVA operaría en sobrecarga y, aún al considerar un traspaso de carga ideal no sería posible mantener el criterio de holgura en el horizonte de planificación dado.

Tabla 1-7. Proyección de cargabilidad en S/E Ovalle 66/23 kV, sin considerar aporte de PMGD.

Transformador	Condición base proyectada					Traspaso de carga ideal				
	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027
Ovalle 66/24 kV 30 MVA	115%	118%	121%	123%	126%	89%	91%	93%	95%	97%
Ovalle 66/24 kV 30 MVA 2	61%	63%	64%	65%	67%	87%	89%	91%	94%	96%

Conforme a las proyecciones elaboradas por el Coordinador, para mantener el criterio de holgura del análisis de suficiencia en el largo plazo bastará con la solución presentada en el informe de propuesta de expansión para cumplir con el criterio de potencia firme, es decir, la incorporación de un nuevo transformador de 66/23 kV de 30 MVA.

Debido a lo anterior, como propuesta de solución a las problemáticas se repite el proyecto planteado en la Propuesta de Expansión del año 2021, el cual consiste en un nuevo transformador 66/23 kV de 30 MVA con CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Dentro de las especificaciones generales necesarias para la conexión del nuevo transformador, este se debe conectar al paño disponible a un costado del paño seccionador de 66 kV, el cual no presenta solicitudes de conexión a enero de 2022. En el lado de media tensión, se debe considerar, la integración de cuatro posiciones adicionales en el parrón de 23 kV, con el fin de dar ubicación a un paño seccionador, uno para la llegada en MT del nuevo transformador y dos nuevos alimentadores futuros.

Tabla 1-8. Valorización del proyecto Ampliación en S/E San Juan.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	4.254,6
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	1.021,1
3	SUB TOTAL CONTRATO	5.275,7
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	510,5
5	COSTO TOTAL PROYECTO	5.786,2

1.5 AMPLIACIÓN EN S/E CACHAPOAL Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X66 KV PUNTA DE CORTÉS – CACHAPOAL (NTR ATMT)

La obra nace de la necesidad de mantener el criterio de holgura y potencia firme luego de haberse efectuado los análisis de suficiencia y seguridad, para los transformadores de esta instalación y la línea adyacente 2x66 kV Punta Cortés – Cachapoal. Importante de mencionar que esta obra consideró las características de la red de distribución del entorno. La Figura 1-9 muestra un esquema simplificado de la instalación.

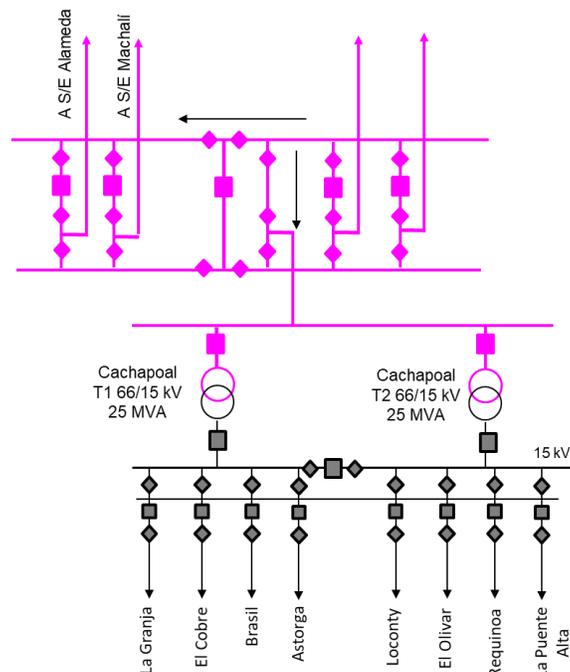


Figura 1-9. Esquema simplificado de las instalaciones de transmisión en 66 y 15 kV, S/E Cachapoal.

Del análisis desarrollado en la propuesta de expansión de enero 2022, se identifica que la cargabilidad promedio de los transformadores de esta instalación supera el 85% a partir del año 2025 (ver Figura 1-10), sumado a lo anterior la línea que abastece a esta instalación también ve comprometida su seguridad y suficiencia (ver Figura 1-11).

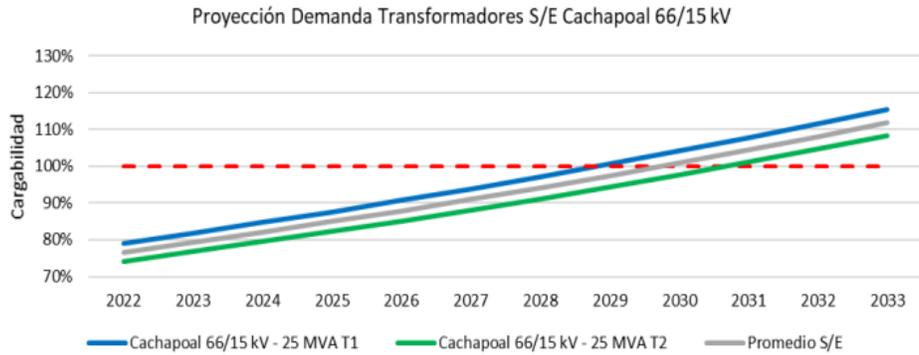


Figura 1-10. Proyección de demanda S/E Cachapoal

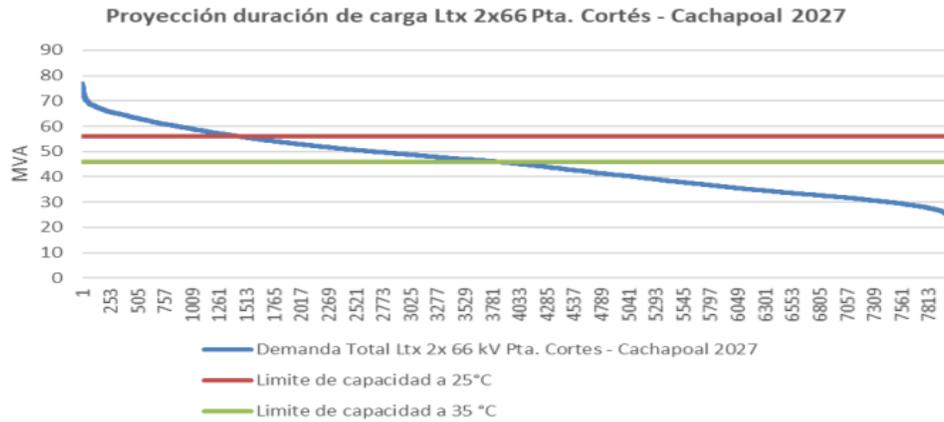


Figura 1-11. Curva duración de carga Ltx 2x 66 kV Punta Cortés – Cachapoal.

Conforme a las proyecciones elaboradas por el Coordinador, para mantener el criterio de holgura del análisis de suficiencia en el largo plazo se propone en este complemento, la incorporación de un nuevo transformador de 66/15 kV de 30 MVA en la S/E Cachapoal sumado al aumento de capacidad de la línea 2x66 kV Punta Cortés – Cachapoal. Finalmente se debe indicar que esta solución considera las características de la red de distribución del entorno, considerando los puntos de apoyo en este nivel de tensión que presentan las instalaciones Tuniche, Alameda y Machalí.

Tabla 1-9. Valorización del proyecto Ampliación en S/E Cachapoal y Aumento de capacidad de línea adyacente.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	4.203,3

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	1.008,7
3	SUB TOTAL CONTRATO	5.212
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	504,3
5	COSTO TOTAL PROYECTO	5.716,3

1.6 LÍNEAS 2X500 KV ENTRE RÍOS – CIRUELOS Y 2X500 KV CIRUELOS - PICHIRROPULLI ENERGIZADAS EN 500 KV

En el diagnóstico 2022 elaborado por el Coordinador se identifican congestiones en el sistema de transmisión nacional de la zona sur debido a la necesidad de transmitir energía a la zona centro del país, situación emanada por el alto potencial de generación eólica, en ese sentido es que en la propuesta de expansión de la transmisión 2022 se propone la obra de expansión “Líneas 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos Y 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli Energizadas en 500 kV” con el propósito de ampliar la capacidad de transmisión entre las subestaciones Entre Ríos y Pichirropulli para así evitar vertimientos de generación renovable producto de limitaciones de transmisión.

En la propuesta de expansión 2022 se presenta esta obra sin un análisis sistémico en donde se evalúe la necesidad de reactivos y el desempeño dinámico de esta instalación, estudios que pueden detectar la necesidad de instalaciones adicionales para el correcto desempeño de esta obra de expansión, no obstante la obra fue igualmente propuesta debido a los altos beneficios que otorgaba en los escenarios evaluados. En este anexo se presentan los resultados de esos estudios y las instalaciones adicionales a ser incorporadas en la obra de expansión y además se actualiza la evaluación económica de esta obra.

El informe final que contiene el plan de expansión de la transmisión 2021 contiene una actualización del alcance de la futura línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos indicando de que ya no es seccionada en la subestación Río Malleco, por lo tanto los análisis presentados en este informe no consideran dicho seccionamiento.

1.6.1 ANÁLISIS DE REACTIVOS

El análisis de reactivos se define en tres etapas, en primera instancia se determina el SIL de la línea para determinar el comportamiento de ésta ante distintas potencias transmitidas, posteriormente se realiza un análisis con el sistema de transmisión en vacío con el fin de identificar los requerimientos de reactivos por efecto ferranti y finalmente se realizan estudios sistémicos para

escenarios de flujos mínimos y máximos por las líneas para verificar la necesidad de compensación adicional.

1.6.1.1 Análisis de la Línea Aislada, sin conexión con la red

El aporte o consumo de reactivos de las líneas de transmisión está relacionado con el nivel de potencia transmitida por sus circuitos, donde la potencia natural de la línea (SIL) corresponde a la potencia transmitida en la cual no se absorben ni inyectan reactivos. Para conocer la necesidad de reactivos y el comportamiento de los circuitos de transmisión a incluir en el sistema, se presenta a continuación un análisis de los reactivos para los circuitos de la futura línea de transmisión energizada en 500 kV.

Las características y parámetros por circuito de los tramos 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos – Pichirropulli se presentan en la Tabla 1-10.

Tabla 1-10. Características líneas de transmisión a energizar en 500 kV.

Elemento	Entre Ríos - Ciruelos	Ciruelos – Nueva Pichirropulli
Conductor	4xACAR 750 MCM	4xACAR 750 MCM
Largo	336 [km]	80 [km]
Capacidad (por cto)	1,96 [kA]	1,96 [kA]
Reactancia (por cto)	86,78 [ohm]	20,65 [ohm]
Susceptancia (por cto)	1480 [uS]	343 [uS]
Perfil de torre y distancias	Altura x fase: a=32 [m] b= 40.5 [m] c=49 [m] Distancia centro de la torre= a=7 [m] b=8 [m] c=7 [m]	

La determinación del comportamiento de la potencia reactiva en un circuito de las líneas de transmisión se calcula realizando un barrido de carga en el extremo receptor, con incrementos de 10 MW, considerando un voltaje de 1 pu en el extremo emisor. Los resultados obtenidos para ambos futuros circuitos energizados en 500 kV se presentan en la Figura 1-12 y Figura 1-13.

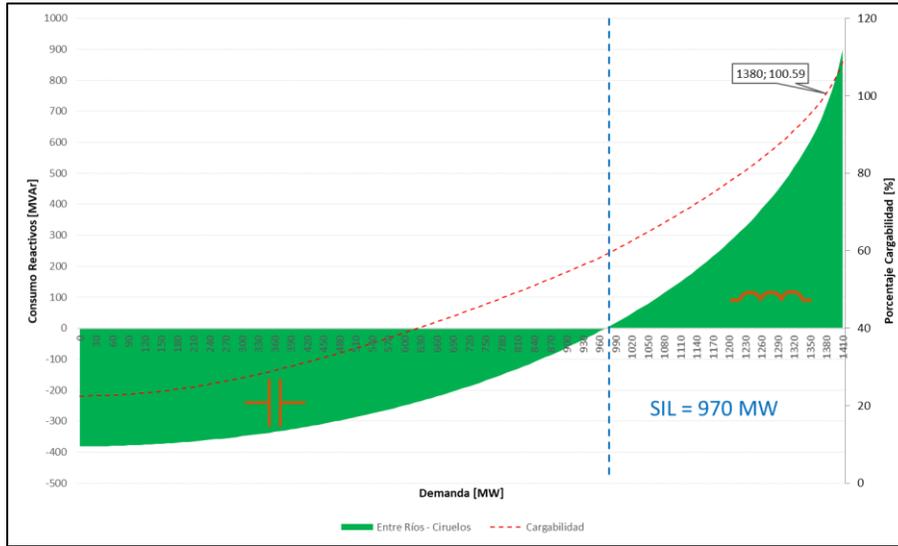


Figura 1-12. Potencia reactiva en un circuito de la línea 500 kV Entre Ríos – Ciruelos en función de la potencia activa transmitida.

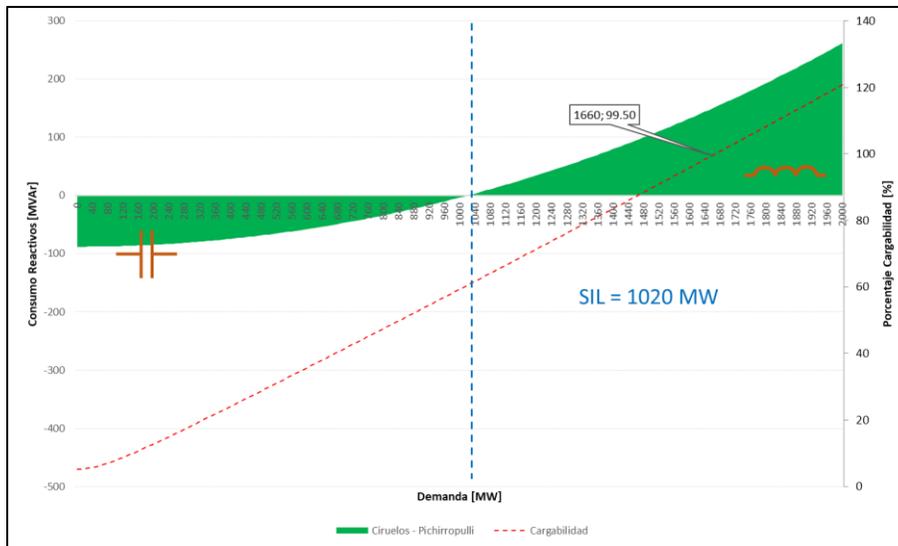


Figura 1-13. Potencia reactiva en un circuito de la línea 500 kV Ciruelos – N. Pichirropulli en función de la potencia activa transmitida.

De la Figura 1-12 se aprecia que un circuito de la línea de transmisión 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, que es de un largo superior a los 300 kilómetros, al estar energizada en vacío inyecta 382 MVAR y que al transmitir a su máxima capacidad absorbe alrededor de 720 MVAR, mientras que el SIL de

este circuito es del orden de 970 MW. Por otro lado, un circuito de la línea 2x500 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli, al estar energizada en vacío inyecta 88 MVar y absorbe 152 MVar a su máxima capacidad, siendo el SIL de este circuito del orden de los 1020 MW.

1.6.1.2 Análisis en Vacío

La determinación del requerimiento de reactivos se verifica mediante un análisis del sistema energizado en vacío, con el cual se identifican los requerimientos de reactivos en el extremo de la línea para su correcta energización. En este análisis se considera como criterio restrictivo que la subestación Entre Ríos está energizada a 1,03 pu, máximo valor de operación normal, por lo tanto al contar con la línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos abierta en el extremo de Ciruelos se producen las sobretensiones más restrictivas. En la Tabla 1-11 se muestran los niveles de tensión en el extremo en vacío para distintos niveles de compensación shunt.

Tabla 1-12. Voltaje en línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos energizada en vacío.

Voltaje Extremo Energizado [pu]	Reactor de Línea [MVar]	Voltaje Extremo Vacío [pu]
1,03	0	1,1
1,03	60	1,08
1,03	120	1,05
1,03	175	1,03

La Tabla 1-12 muestra que al energizar la línea en un extremo con tensión en 1,03 pu, máxima tensión admisible en estado normal se requiere de un reactor de barra de 175 MVar en el extremo en vacío para así mantener el voltaje dentro de los límites de tensión para estado de normal en 500 kV. Respecto a la línea 2x500 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli cabe consignar que al ser una línea de solo 80 kilómetros no se requieren reactores de líneas.

1.6.1.3 Análisis de Línea Conectada a la Red

Teniendo como base la necesidad de compensación reactiva al tener la línea aislada de la red, se procede a verificar el comportamiento del sistema de transmisión, tanto para escenarios de bajo y alto flujo en el futuro sistema de 500 kV. Las características de los escenarios de flujo bajo y alto por la línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, se presentan de la Tabla 1-13 a la Tabla 1-16.

Tabla 1-13. Clasificación de la generación según tecnología.

Tecnología	Generación 2030 Flujo Bajo Tecnología [%]	Generación 2030 Flujo Alto Tecnología [%]
Térmica	8%	17%
Hidráulica	17%	43%
Biomasa	2%	2%
Geotérmica	0%	0%
Fotovoltaica	55%	0%
Eólica	17%	36%
CSP	1%	1%
Total [MW]	11418,3	9234,0

Tabla 1-14. Clasificación de la generación por zona.

Zona	Generación 2025 Flujo Bajo [%]	Generación 2025 Flujo Alto [%]
Norte Grande	40%	20%
Atacama	16%	1%
Centro	22%	32%
Quinta	0%	0%
Coquimbo	7%	4%
Sur	15%	44%
Total [MW]	11418,3	9234,0

Tabla 1-15. Clasificación de la generación renovable por zona.

Zona	Generación 2025 ERV Flujo Bajo [%]	Generación 2025 ERV Flujo Alto [%]
Norte Grande	54%	32%
Atacama	22%	1%
Centro	7%	6%
Quinta	0%	0%
Coquimbo	10%	10%
Sur	7%	51%
Total [MW]	8260,7	3265,7

Tabla 1-16. Clasificación de la inercia por zona.

Zona	Inercia Flujo Bajo [GVAs]	Inercia Flujo Alto [GVAs]
Norte Grande	1.01	11.80
Atacama	0.00	0.82
Centro	11.31	19.96
Quinta	0.00	0.00
Coquimbo	0.04	0.04
Sur	8.20	15.06
Total [GVAs]	20,6	47,7

En un escenario de baja demanda y un flujo de aproximadamente 30 MW por el futuro sistema de 500 kV, las líneas inyectan reactivos al sistema provocando sobretensiones a lo largo del sistema sur. En la Figura 1-14 se presenta los niveles de tensión a lo largo del corredor de 500 kV sur ante distintas configuraciones de equipos de compensación de reactivos.

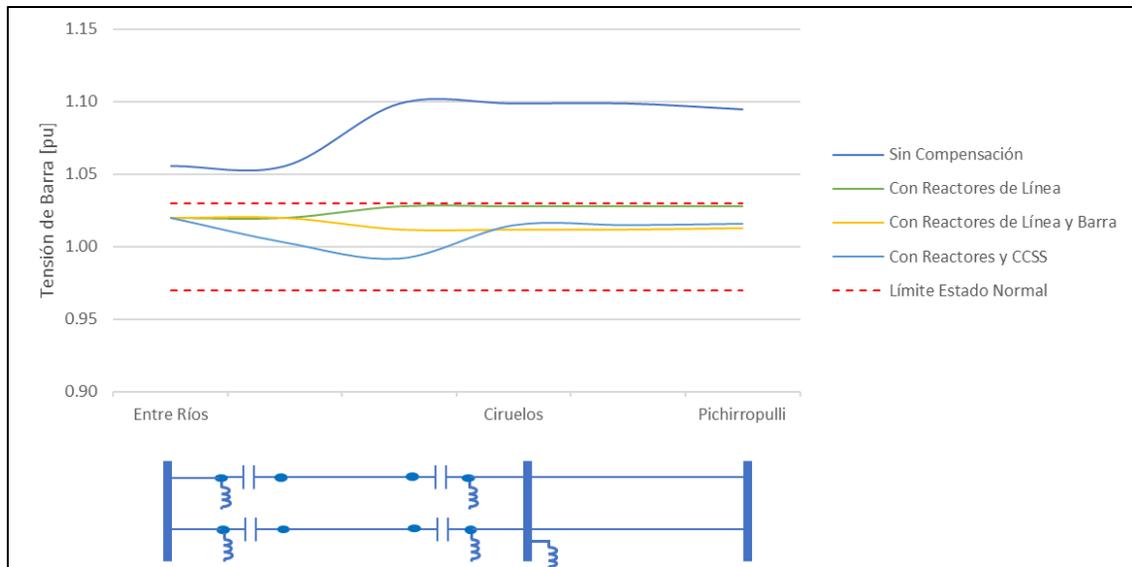


Figura 1-14. Niveles de Tensión Sistema 500 kV Sur para distintos escenarios de compensación Flujo Mínimo.

La Figura 1-14 muestra que para mantener los niveles de tensión dentro del estado normal es necesario incorporar los reactores de línea (175 MVAR en cada extremo), si bien con la inclusión de éstos se alcanza el límite de tensión en estado normal en la subestación Ciruelos de 1,03 pu ésta

igualmente es superior a la tensión del extremo Entre Ríos, la cual podría operar con un nivel de tensión superior, razón por la cual se incluye un reactor de barra de 150 MVAR en dicha subestación. Adicionalmente, se incluye el caso de compensar la línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos en un 60%, para lo cual se obtiene que los niveles de tensión se mantienen dentro del estado normal.

Respecto a la inclusión de un reactor en barra en la subestación ciruelos, la justificación de la necesidad de éste se debe a que al energizar el extremo Entre Ríos en 1,03 pu la subestación Ciruelos cuenta con un nivel de tensión de 1,035 pu, nivel de tensión que se encuentra fuera del rango establecido en la norma técnica para estado normal, el cual disminuye a 1,027 pu incluyendo el reactor de 150 MVAR en Ciruelos, lo anterior se basa en que se considera el transformador de Ciruelos en tap central.

Por otro lado, debido al largo de aproximadamente 300 kilómetros de la futura línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, se recomienda la incorporación de compensación serie en la línea, para mejorar el nivel de amortiguamiento de oscilaciones ante contingencias y mejorar la estabilidad. En base a la literatura, se recomienda una compensación del 60% de la reactancia de la línea¹ ubicando la mitad en cada extremo.

La Figura 1-15 presenta los niveles de tensión a lo largo del corredor de 500 kV sur ante distintas configuraciones de equipos de compensación de reactivos ante el caso de máximas transferencias observadas en las simulaciones del optimizador del despacho hidrotérmico, transferencias de potencia que son del orden de 1400 MW.

¹ ÑOM LÜFKE (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia.

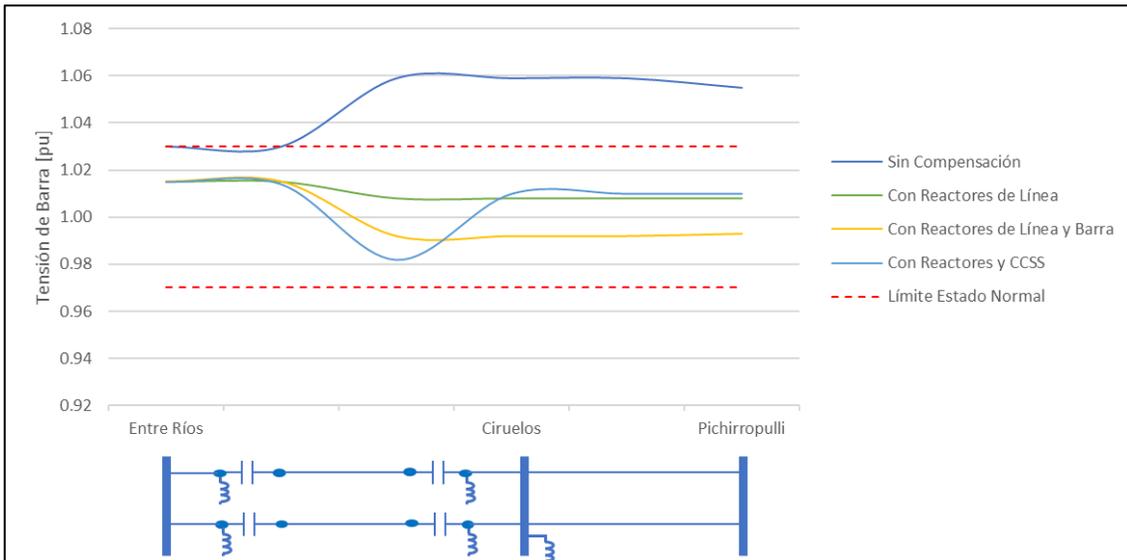


Figura 1-15. Niveles de Tensión Sistema 500 kV Sur para distintos escenarios de compensación Flujo Máximo.

Para condiciones de flujo máximo mostrados en la Figura 1-15 se aprecia que los niveles de tensión por el corredor de 500 kV sur requieren de al menos de los reactores de línea para operar dentro de los límites de estado normal. Además, cabe consignar que al incorporar la compensación serie en la línea 2x500 kV Entre Ríos – Círuelos las tensiones se mantienen dentro de los límites de tensión de estado normal.

Se evalúa el comportamiento dinámico del sistema con y sin compensación serie, con la finalidad del validar mejoras en el desempeño dinámico.

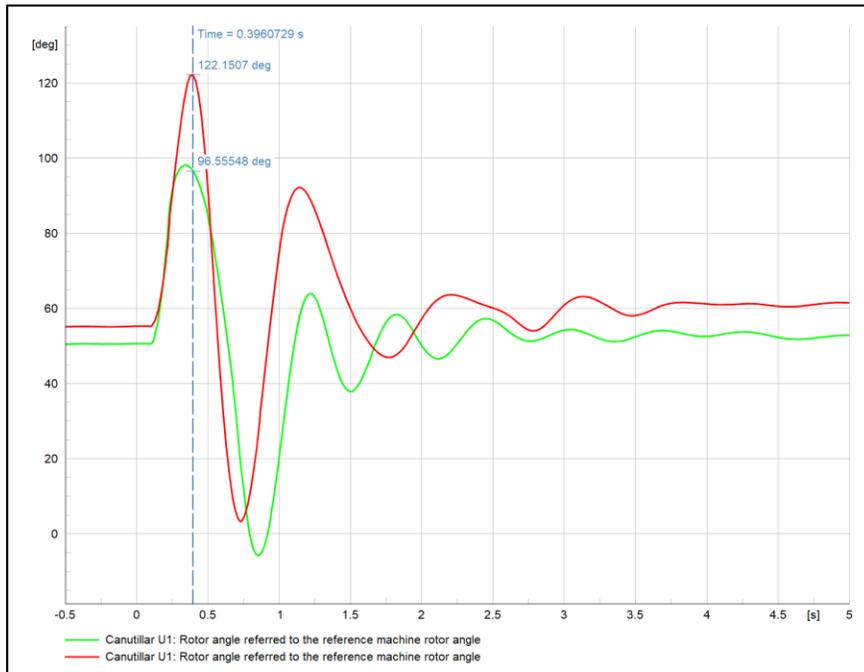


Figura 1-16. Oscilación angular de la unidad 1 de Canutillar en caso con y sin compensación serie.

Se observa de la Figura 1-16 que la excursión angular de la central Canutillar disminuye en el orden de 25 grados al compensar en un 60% la línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos. En base a los resultados obtenidos y en vista de que las transferencias por la línea pueden ser mayor en caso de que se subestime el desarrollo de generación eólica en el sur, es que se propone que la obra propuesta considere un equipo de compensación serie.

1.6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En base a los requerimientos de equipos de compensación reactiva detectados en la sección 1.6.1, se actualiza la evaluación económica de la obra actualizando el modelo hidrotérmico y la valorización de la obra. En la Figura 1-17 se incluye un diagrama simplificado de la obra evaluada.

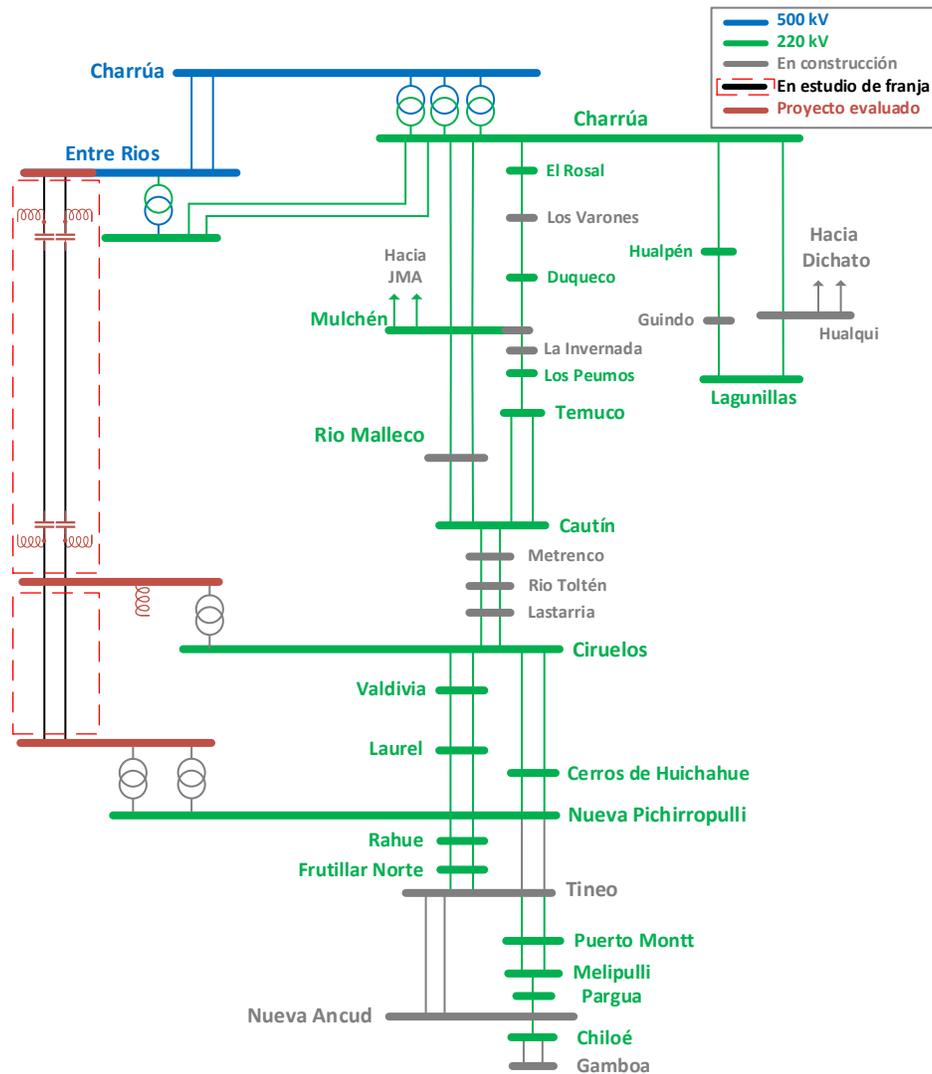


Figura 1-17. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Charrúa – Chiloé, con proyecto líneas 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli energizadas en 500 kV.

La capacidad de transmisión desde Ciruelos al norte, considerando en servicio la nueva línea 2x500 kV Ciruelos – Río Malleco (energizada en 220 kV), es del orden de 994 MW debido a la restricción que impone la línea 2x220 kV Ciruelos – Lastarria. Mientras que, si se energiza la futura línea de

transmisión en 500 kV desde Entre Ríos hasta Pichirropulli, es posible ampliar la capacidad de transmisión desde Pichirropulli al norte y liberar las congestiones observadas hasta el último año del periodo analizado.

El análisis considera como supuesto que al año 2030 la línea 2x220 kV Pichirropulli – Tineo es repotenciada, por lo tanto esta obra es incluida en el caso base de la simulación.

La Tabla 1-17 presenta el ahorro en los costos operacionales al energizar la línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli en 500 kV, sobre los cinco escenarios de oferta analizados.

Tabla 1-17. Ahorro en los costos operacionales al energizar la línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli en 500 kV.

Escenario	Ahorro [MM USD]
ESCA	1302
ESCB	1348
ESCC	612
ESCD	583
ESCE	857

Se observa un ahorro superior a los 584 MMUSD para los cinco escenarios evaluados, lo cual se debe a que se evitan las congestiones de los tramos 2x220 kV Ciruelos – Cautín y 2x220 kV Ciruelos - Valdivia y a su vez las congestiones observadas en la transformación de 500/220 kV realizada en conjunto por las subestaciones Charrúa y Entre Ríos.

El proyecto bajo análisis consiste en las siguientes ampliaciones:

1. Ampliación en Subestación Entre Ríos: consiste en la ampliación de la subestación Entre Ríos 500 kV para la conexión de la línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos energizada en 500 kV.
2. Ampliación en Subestación Ciruelos: consiste en nuevo patio interruptor y medio de 500 kV con 4 diagonales, más 1 transformador 500/220 kV de 750 MVA.
3. Ampliación en Subestación Pichirropulli: consiste en nuevo patio interruptor y medio de 500 kV con 3 diagonales, más 2 transformadores 500/220 kV de 750 MVA.
4. Reactores de línea de 175 MVAR en cada extremo de la línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos.
5. Reactor de barra de 150 MVAR en la barra de 500 kV de la Subestación Ciruelos.
6. Equipo de compensación serie que compense el 60% de la línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, 30% en cada extremo.

Tabla 1-18. Valorización del proyecto líneas 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos - Pichirpulli energizadas en 500 kV.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	102.610,5
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	24.626,5
3	SUB TOTAL CONTRATO	127.237
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	12.313,3
5	COSTO TOTAL PROYECTO	139.550,3

La evaluación económica de este proyecto, realizada en base a los cinco escenarios de oferta analizados, se presenta en la Tabla 1-19.

Tabla 1-19. Evaluación económica del proyecto líneas 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos - Pichirpulli energizadas en 500 kV.

Escenario	ESCA [MMUSD]	ESCB [MMUSD]	ESCC [MMUSD]	ESCD [MMUSD]	ESCE [MMUSD]
Valor Presente Ahorro	1302	1348	612	583	857
Valor Presente Inversión	120	120	120	120	120
Beneficios	1182	1228	492	463	737

Se aprecia que la obra otorga beneficios en los 5 escenarios evaluados, siendo el más optimista el escenario B en cual se registran beneficios superiores a los 1.228 millones de dólares, mientras que el que entrega menos beneficios es el escenario D.

1.6.3 IMPACTO DEL PROYECTO EN CORREDOR 500 KV ALTO JAHUEL – ANCOA

El desarrollo del proyecto de energización en 500 kV de la futura línea al sur trae como consecuencia el incremento del uso del corredor Alto Jahuel – Ancoa, que en base al diagnóstico realizado para la propuesta 2022, presenta congestiones en los 5 escenarios evaluados y éstas incrementan a partir del año 2030. El escenario E es el que presenta mayores congestiones durante el horizonte 2023-2041, por lo que en la Figura 1-18 y Figura 1-19 se presentan las gráficas de uso esperado de esta línea tanto para el caso base como el caso con la nueva línea al sur energizada en 500 kV.

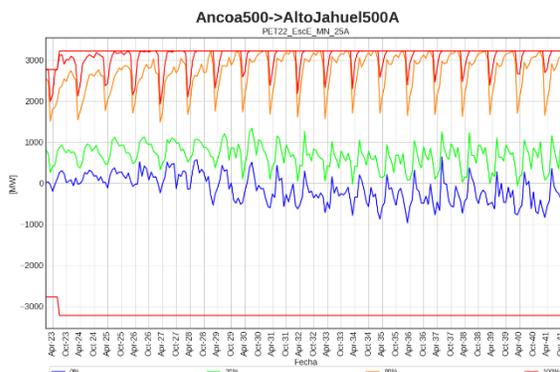


Figura 1-18. Utilización esperada tramo Alto Jahuel – Ancoa, Escenario E caso base.

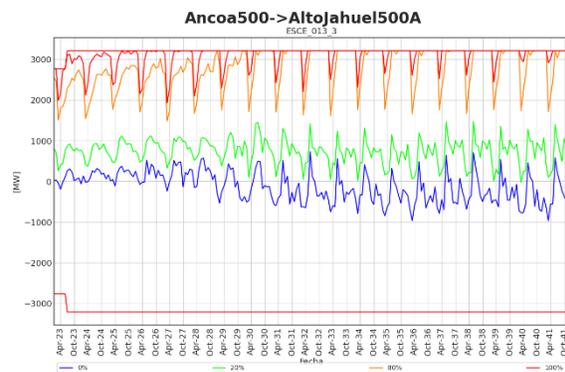


Figura 1-19. Utilización esperada tramo Alto Jahuel – Ancoa, Escenario E caso con proyecto.

Las gráficas muestran que al incluir la energización de la nueva línea a sur en 500 kV, las congestiones en el tramo Alto Jahuel – Ancoa incrementan considerablemente, incluso alcanzando una probabilidad de congestión superior al 20% durante el periodo de análisis; entonces ante la alta probabilidad y profundidad de la congestión suena lógico que se estudien nuevas alternativas de solución para incrementar las transferencias en este tramo, sin embargo, en el estudio “Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN – Informe 2”¹² se identifica que al año 2030 en un escenario de demanda mínima, altas transferencias sur-norte, baja inercia y la incorporación de compensación síncrona, el límite de transmisión del tramo Alto Jahuel – Ancoa es del orden de 3840 MW, aumento que se debe a que la entrada en servicio del enlace de HVDC en el

² https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/PF_2_Informe-Estabilidad-de-Tension_dic2021.pdf

2030 refuerza el sistema de transmisión troncal y acerca eléctricamente el Norte Grande al resto del sistema.

En base a lo anterior se concluye que es óptimo analizar en detalle el corredor Alto Jahuel – Ancoa, una vez que se tenga certeza sobre si la CNE acogerá esta obra y la inclusión de condensadores síncronos en el norte. Sin embargo, igualmente para la propuesta de expansión de la transmisión 2023 se realizarán nuevos estudios para verificar el límite de transmisión de dicho corredor.

Por último, en la Figura 1-20 se muestra que al liberar las congestiones del tramo Alto Jahuel – Ancoa las máximas transferencias son del orden de 4000 MW, por lo que si se considerase el límite de transmisión de 3830 MVA las congestiones observadas serían de baja probabilidad y profundidad.

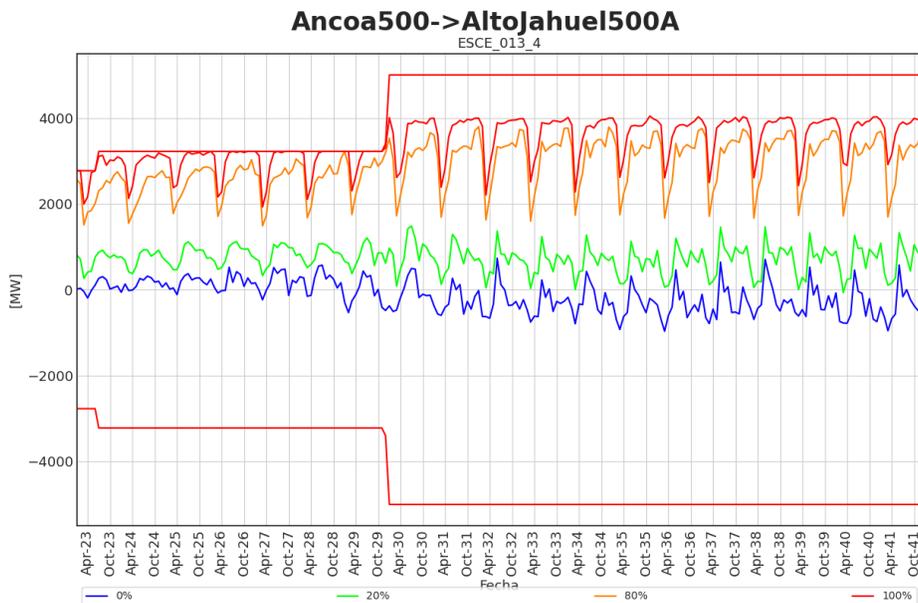


Figura 1-20. Uso esperado tramo Alto Jahuel – Ancoa, caso con proyecto y restricción liberada al 2030.