

INFORME COMPLEMENTARIO A LA PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2021

06 de julio de 2021

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
Manuel Bravo M.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Goyeneche R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Lagos R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Giovani Bastidas H.	Ingeniero de Prospectiva
Sergio Cortez V.	Ingeniero de Prospectiva

DISTRIBUCIÓN

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

1	<u>RESUMEN EJECUTIVO</u>	5
2	<u>INTRODUCCIÓN</u>	10
3	<u>ACTUALIZACIÓN DE SUPUESTOS EMPLEADOS EN PROPUESTA DE EXPANSIÓN 2021</u>	11
3.1	OFERTA	11
3.2	DEMANDA	14
4	<u>ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS Y OBRAS RECOMENDADAS</u>	15
4.1	ZONA ARICA – QUILLOTA	15
4.1.1	ANÁLISIS DE REQUERIMIENTO DE REACTIVOS ZONA NORTE	15
4.1.2	ANÁLISIS DE ALMACENAMIENTO ENTORNO NUEVA MAITENCILLO – NUEVA PAN DE AZÚCAR	22
4.1.3	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DE LÍNEAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	38
4.2	ZONA QUINTA	64
4.2.1	EFFECTO EN LOS SISTEMAS ZONALES DE LA SALIDA DE CENTRALES A CARBÓN	64
4.3	ZONA REGIÓN METROPOLITANA	68
4.3.1	ANÁLISIS SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	68
4.3.2	ANÁLISIS SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	71
4.4	ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA	82
4.4.1	ANÁLISIS SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	82
4.4.2	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DE LÍNEAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	94
4.5	ZONA CHARRÚA – CHILOÉ	113
4.5.1	ANÁLISIS SUBESTACIÓN AT/MT PITRUFQUÉN	113
4.5.2	ANÁLISIS SUBESTACIONES AT/MT DALCAHUE Y PID PID	113
4.5.3	ANÁLISIS ZONA MELIPULLI - PARGUA	114
4.6	ANÁLISIS DE RETIRO ANTICIPADO DE CENTRALES A CARBÓN	118
4.6.1	COSTOS MARGINALES	119
4.6.2	GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	122
4.6.3	COSTOS OPERACIONALES	125
4.6.4	CONCLUSIONES	126
4.7	ANÁLISIS DE BARRAS ASOCIADOS A LA CONEXIÓN DE LA LÍNEA HVDC KIMAL - LO AGUIRRE	127
4.7.1	INFORMACIÓN TÉCNICA SUBESTACIÓN KIMAL	128
4.7.2	INFORMACIÓN TÉCNICA SUBESTACIÓN LO AGUIRRE	129
4.7.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS	130
4.7.4	CONCLUSIONES	133
5	<u>RECOMENDACIÓN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN</u>	135

5.1	ZONA ARICA – QUILLOTA	135
5.2	ZONA QUINTA REGIÓN	136
5.3	ZONA REGIÓN METROPOLITANA	136
5.4	ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA	137
6	<u>APÉNDICES.....</u>	138
6.1	APÉNDICE I – INFORME DE METODOLOGÍA Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN DE TRANSMISIÓN ZONAL	138
6.2	APÉNDICE II – INFORME DE ANÁLISIS DE CAPACIDAD DE BARRA S/E KIMAL 220 kV Y LO AGUIRRE 500 kV	138
6.3	APÉNDICE III – ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS	138

1 RESUMEN EJECUTIVO

El 22 de enero del presente año, el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) emitió su Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional para el proceso del año 2021, en conformidad con lo dispuesto en el Artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE o Ley), en particular, lo referente a la propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión, que el Coordinador debe enviar a la Comisión Nacional de Energía (CNE), considerando lo dispuesto en el Artículo 87° de la Ley. Por otra parte, el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, Decreto N° 37 publicado el 25 de mayo del 2021 en su artículo 110°, ha dispuesto lo siguiente: *“El Coordinador podrá actualizar, completar o corregir su propuesta de expansión anual de la transmisión, dentro del plazo de 30 días siguientes al vencimiento de la etapa de presentación de propuestas de transmisión...”*, siendo éste el informe que complementa la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2021 del Coordinador. Este informe se estructura de la siguiente forma:

- Resumen Ejecutivo, que contiene un resumen de las obras de expansión complementarias.
- Introducción, que presenta las actualizaciones o modificaciones que se realizaron respecto a lo presentado en la propuesta original de enero de 2021.
- Análisis complementarios por zona y obras recomendadas para sistemas de Transmisión Nacional y Zonal.
- Anexos:
 - Metodología y criterios de planificación de transmisión zonal.
 - Análisis de Capacidad de Barra SS/EE Kimal 220 kV y Lo Aguirre 500 kV para Conexión de la Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

Como complemento a la propuesta de expansión de la transmisión de enero de 2021, se presenta un total de 15 nuevos proyectos de expansión, de los cuales 4 corresponden a proyectos en Transmisión Nacional y 11 proyectos en Transmisión Zonal. El monto total de inversión propuesta asciende a 103 millones de dólares, de los cuales 42 millones corresponden al Sistema Nacional y 61 millones al Sistema Zonal. Los nuevos proyectos presentados se detallan en la tabla 1-1 y la tabla 1-2.

Además, en la Tabla 1-3 se incluye el listado de obras propuestas en enero del 2021 que ya no forman parte de la propuesta del Coordinador. En resumen, la propuesta del Coordinador corresponde a un total de 139 nuevos proyectos de expansión, de los cuales 15 corresponden a proyectos en Transmisión Nacional y 124 proyecto en Transmisión Zonal. El monto total de inversión propuesta asciende a 515 millones de dólares, de los cuales 152 millones corresponden al Sistema Nacional y 363 millones al Sistema Zonal.

Finalmente, como resultado de un análisis de los procesos de adjudicación de las obras de transmisión en curso y el impacto de éstas en la confiabilidad de la zona a las que abastecen, se

incluye la Tabla 1-4 que contiene el listado de obras en las que se recomienda evaluar la aplicación del Artículo 102°.

Tabla 1-1. Resumen de obras recomendadas en Complemento – Transmisión Nacional.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Ampliación en S/E Kimal	-	-	sep-27	Inmediata	36	3,6	Permite conexión de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre	Ampliación
2	Cambio compensación serie líneas 2x500 kV Los Changos - Parinas y 2x500 kV Parinas - Cumbre	-	-	sep-26	Inmediata	24	12,3	Permite mejorar la estabilidad y amortiguamiento del sistema	Ampliación
3	Aumento de capacidad línea 2x220 kV Loica – Alto Melipilla	500	55	sep-26	Inmediata	24	8,2	Evita congestiones en tramo 3x220 kV Alto Melipilla - Loica	Ampliación
4	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos	750	-	sep-27	Inmediata	36	17,8	Evita congestiones en tramo 500/220 kV en S/E Charrúa	Ampliación

Tabla 1-2. Resumen de obras recomendadas en Complemento – Transmisión Zonal.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Nueva S/E Nueva Chinchorro	60	-	sep-27	Inmediata	36	4,9	Otorga Seguridad N-1 y potencia firme a Zona de Arica	Nueva
2	Nueva Línea 1x66 kV Arica - Pukará	90	0,1	sep-27	Inmediata	36	2,3	Otorga Seguridad N-1 a SS/EE Pukará y Chinchorro	Nueva

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
3	Aumento de capacidad Línea 1x66 kV Arica - Nueva Chinchorro	90	2,2	sep-27	Inmediata	36	0,3	Otorga Seguridad N-1 a SS/EE Pukará y Chinchorro	Ampliación
4	Reemplazo de TT/CC línea 2x110 kV A. Santa- Miraflores en S/E Miraflores (preliminar)*	220	-	-	Modificación No Relevante	12	0,4	Levanta restricción de operación de línea 2x110 kV Agua Santa – Miraflores*	Ampliación
5	Nueva S/E Norte	50	-	dic-23	Artículo 102°	24	10,3	Otorga suficiencia y holgura al anillo 110 kV de Santiago zona norte	Nueva
6	Nueva S/E Oriente	50	-	dic-23	Artículo 102°	24	19,5	Otorga suficiencia y holgura al anillo 110 kV de Santiago zona norte	Nueva
7	Aumento de capacidad línea 2x110 kV Los Almendros – Florida. Tramo La Reina – Florida	350	10	sep-26	Inmediata	24	11,6	Otorga seguridad a la zona Oriente del sistema de transmisión zonal de la zona Metropolitana	Ampliación
8	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Fátima - Buin	70	11	sep-26	Inmediata	24	1,2	Otorga seguridad N-1 a la S/E Buin	Ampliación
9	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Isla de Maipo - Paine	90	22	sep-26	Inmediata	24	3,5	Otorga seguridad N-1 a la S/E Isla de Maipo	Ampliación
10	Nueva línea 1x66 kV Chacahuín - Linares	50	0,5	sep-27	Inmediata	36	4,4	Otorga seguridad N-1 a la S/E Chacahuín	Nueva
11	Nueva Línea 1x66 kV Teno – Empalme Teno	90	3	sep-27	Inmediata	36	2,2	Otorga seguridad N-1 a la S/E Teno	Nueva

Tabla 1-3. Resumen de obras retiradas de la propuesta de expansión de enero 2021.

N°	Obra de Transmisión Propuesta Enero 2021	Cap. [MVA]	Fecha PES	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]
1	Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Ancoa	750	sep-27	36	25,5
2	Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos y reubicación de líneas de 220 kV	750	sep-27	36	33,9
3	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2	2.500	Sep-28	48	158,4
4	Reemplazo CCSS línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, en S/E Ancoa.	-	Sep-27	36	87,5

Tabla 1-4. Recomendación de evaluación del Artículo N°102 de la LGSE para obras no adjudicadas.

N°	Obra	Decreto de promulgación	VI Referencial [MUSD]	AVI Referencial [MUSD]	COMA referencial [MUSD]	Plazo Cons [meses]
1	Aumento de Capacidad de Transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén - El Paico - El Monte	418	-	341,7	54,2	24
2	Ampliación S/E La Esperanza	418	-	228,4	36,2	18
3	Ampliación S/E La Esperanza	293	785	-	12,6	24
4	Ampliación S/E El Manzano	293	1.920	-	30,7	24
5	Nueva Línea 1x66 kV La Esperanza – El Manzano	4	3.867	-	61,8	36
6	Ampliación S/E El Manzano	198	1.739	-	27,8	24

2 INTRODUCCIÓN

El presente documento se desarrolla bajo el contexto del Proceso de Planificación de la Transmisión definido en el Artículo 91° de la LGSE, en particular lo referente a la propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión que el Coordinador Eléctrico Nacional debe enviar a la Comisión Nacional de Energía (CNE), considerando lo dispuesto en el Artículo 87° de la citada Ley. Adicionalmente, el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, Decreto N° 37 publicado el 25 de mayo del 2021 en su artículo 110°, ha dispuesto lo siguiente: *“El Coordinador podrá actualizar, completar o corregir su propuesta de expansión anual de la transmisión, dentro del plazo de 30 días siguientes al vencimiento de la etapa de presentación de propuestas de transmisión...”*, siendo este informe el cual cumple con la entrega de un informe complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2021, emitida por el Coordinador el día 22 de enero del presente año.

En concordancia con lo anterior, este documento incorpora antecedentes y análisis adicionales a la Propuesta de Expansión de Transmisión 2021 del Coordinador, con el objetivo de poder entregar una visión actualizada de las obras recomendadas, y dejar a disposición del Proceso de Planificación de la Transmisión, información relevante para ser considerada por la CNE al momento de desarrollar el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2021. De acuerdo con lo expuesto anteriormente, los análisis actualizados muestran la incorporación de cuatro nuevos proyectos en la Zona Norte, uno con el objetivo de permitir el desarrollo de la Subestación Kimal en la zona norte, el segundo con el propósito de mejorar la estabilidad del sistema y un conjunto de obras para otorgar seguridad al abastecimiento de la ciudad de Arica. Para la zona Quinta y Metropolitana, se propone el desarrollo de una obra que permita maximizar el uso de la línea 2x110 kV Agua Santa- Miraflores, dos subestaciones nuevas en la Región Metropolitana para dar respuesta al crecimiento de la electromovilidad y el repotenciamiento de la línea de transmisión 2x110 kV Los Almendros – Florida, el cual otorga seguridad a la zona Metropolitana. En la zona centro sur del sistema se proponen dos obras nacionales, el aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Alto Melipilla – Loica y un nuevo banco de autotransformadores en la zona Metropolitana, las cuales permiten evacuar mayor generación renovable en la provincia Cardenal Caro y en la zona sur respectivamente, y, además, se incluyen 4 obras zonales que otorgan seguridad al sistema de transmisión zonal.

Adicionalmente, es importante destacar que se incluyen los apéndices I y II, donde en el primero se describe la metodología y criterios de planificación zonal empleada en la propuesta de expansión emitida en enero del 2021 y el presente informe, mientras que en el apéndice II se describe el análisis de capacidad de barra de las Subestaciones Lo Aguirre y Kimal considerando la futura línea HVDC que interconectará ambas subestaciones.

3 ACTUALIZACIÓN DE SUPUESTOS EMPLEADOS EN PROPUESTA DE EXPANSIÓN 2021

3.1 OFERTA

La confección de los escenarios de generación utilizados en el desarrollo de este Complemento a la Propuesta de Expansión de la Transmisión de enero 2021 sigue la misma lógica de combinación de variables utilizada en el anterior documento, donde se menciona:

Caso A: Descarbonización escenario PELP Referencial a 2040. Se utiliza nivel referencial de costos. Se considera limitación en el desarrollo de centrales de Bombeo.

Caso B: Escenario PELP del Ministerio de Energía correspondiente a Descarbonización acelerada al año 2033. Se utiliza nivel referencial de costos. Se considera limitación en el desarrollo de centrales de Bombeo.

Caso C: Altos costos de desarrollo de tecnologías renovables CSP, Geotermia, Hidro + Descarbonización Referencial PELP 2040. Posibilidad proyectos de centrales de Bombeos desde 2030. (Caso A con costos Altos).

Caso D: Escenario PELP del Ministerio de Energía correspondiente a Descarbonización acelerada al año 2033. Costos de desarrollo altos tecnologías renovables CSP, Geotermia, Hidro + Costos Bajos solar y eólica. Se considera limitación en el desarrollo de centrales de Bombeo y de ciclos combinados en base a GNL.

Un resumen de lo anterior se presenta en la Tabla 3-1. Sin perjuicio de lo ya mencionado, la diferencia principal en esta versión de los planes dice relación con una actualización de los proyectos en construcción, comprometidos por procesos de licitación a clientes regulados y en procesos de conexión a enero 2021.

En términos generales, esta actualización dio pie a un retraso en la necesidad de incorporación de nuevos proyectos respecto a lo indicado en enero 2021. La Figura 3-1 a la Figura 3-4, contienen una representación gráfica de los planes utilizados.

Tabla 3-1. Escenarios considerados para el Plan de Obras de Generación 2021.

Escenarios considerados para Plan de Obras de Generación 2021					
Combinatoria de supuestos	ESC A	ESC B	ESC C	ESC D	
Cronograma comprometido primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón. 2019-2024	SI	SI	SI	SI	
Mecanismo de descarbonización	PELP	PELP	PELP	PELP	
Año descarbonización total	2040	2033	2040	2033	
Costos de inversión tecnologías de generación renovables	CSP	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
	Solar	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Bajo PELP
	Eólico	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Bajo PELP
	Geotérmica	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
	Hidráulica	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
Costos de inversión sistemas de almacenamiento	Baterías	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP
	Bombeo hidráulico	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
Costos de inversión tecnologías convencionales	GNL	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	No Aplica
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia	Limitación Bombeo	Limitación Bombeo	Bombeo desde 2030	Bombeo desde 2030/ Limitación hidro + Limitación Inv. CC GNL.	
Costo de combustible GNL	Referencial ITD CNE	Referencial ITD CNE	Referencial ITD CNE	Referencial ITD CNE	
Demanda Energética	Base Coordinador	Base Coordinador	Base Coordinador	Base Coordinador	

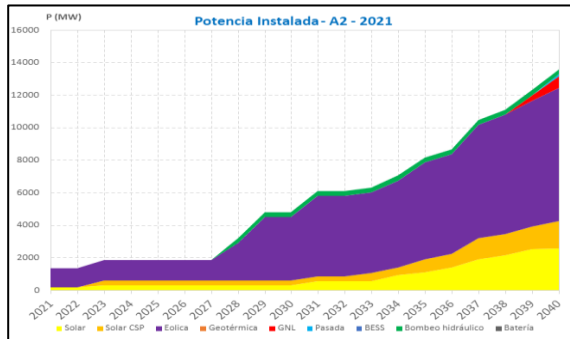


Figura 3-1: Potencia Adicional - Plan de Generación A.

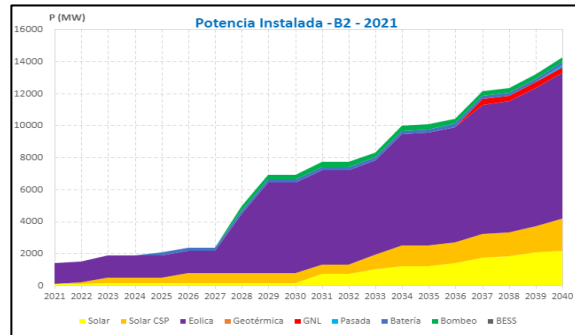


Figura 3-2: Potencia Adicional - Plan de Generación B.

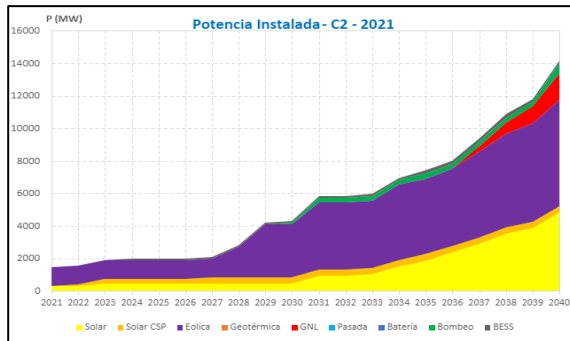


Figura 3-3: Potencia Adicional - Plan de Generación C.

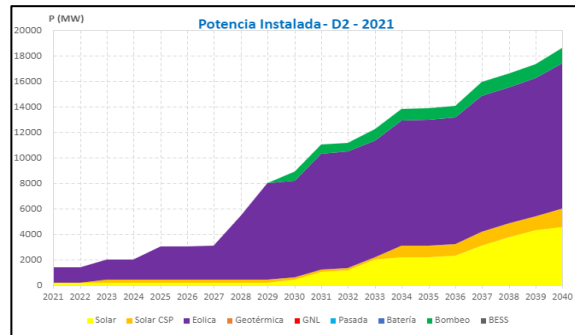


Figura 3-4: Potencia Adicional - Plan de Generación D.

3.2 DEMANDA

La confección de la previsión de demanda utilizada en el desarrollo de este Complemento a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, no sufre cambios respecto del informe publicado en enero 2021.

La base de supuestos y proyección de variables significativas, indicadas en la figura 3.5, corresponde a la utilizada en el Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, publicado en enero de este año, así también la demanda prevista indicada en la figura 3.6.

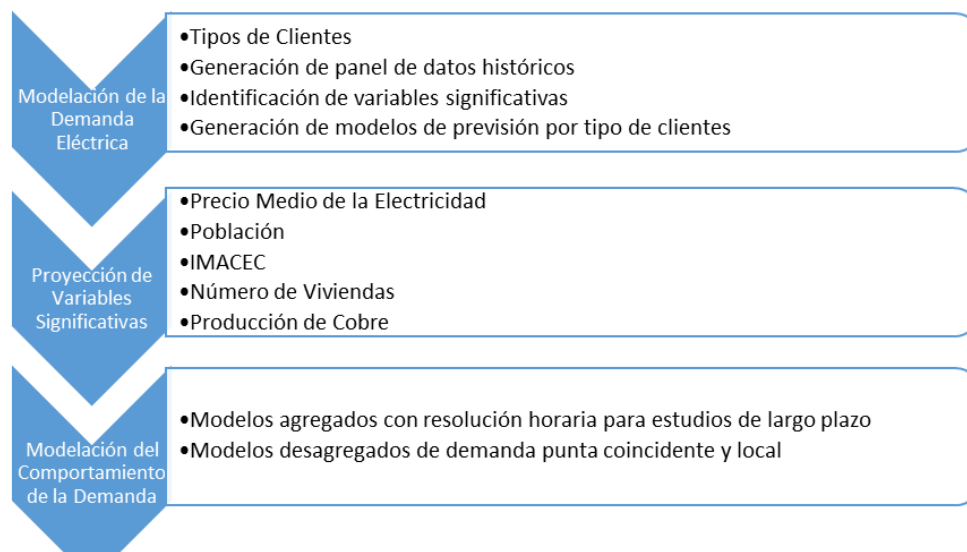


Figura 3.5 Metodología de Proyección de la Demanda Eléctrica.

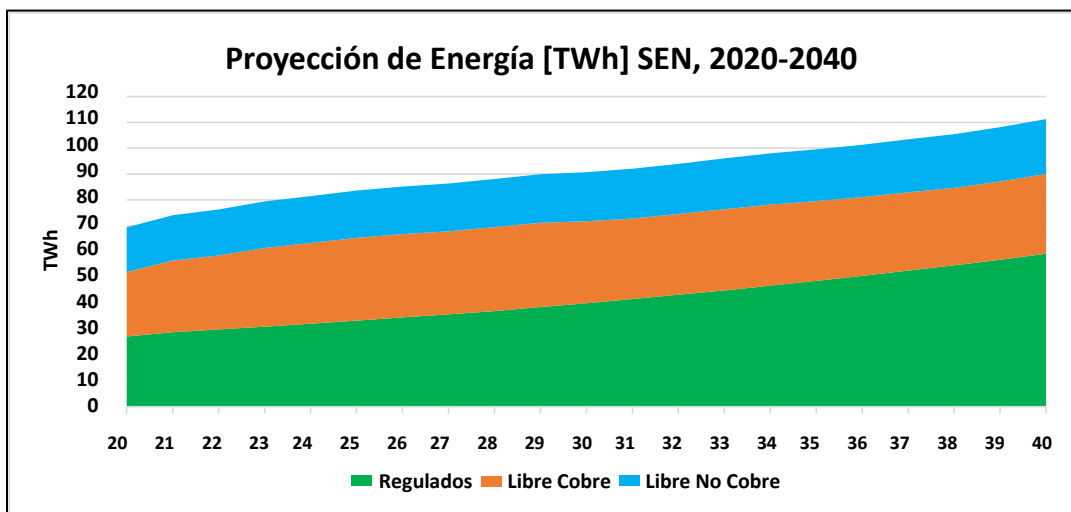


Figura 3.6 Proyección de la demanda nacional de energía 2020 – 2040.

4 ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS Y OBRAS RECOMENDADAS

4.1 ZONA ARICA – QUILLOTA

4.1.1 ANÁLISIS DE REQUERIMIENTO DE REACTIVOS ZONA NORTE

4.1.1.1 ANTECEDENTES PARA EL DIAGNÓSTICO

Debido al desarrollo de proyectos en la zona entre los que se encuentra el aumento de demanda de Minera Teck Quebrada Blanca (QB) y Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi (CMDIC), el proceso de retiro de unidades que operan con combustible carbón (descarbonización), el aumento de generación renovable en la zona y el seccionamiento de la Línea 2x500 kV Los Changos-Cumbre en S/E Parinas, se realiza el siguiente análisis orientado a determinar los requerimientos de reactivos de la zona.

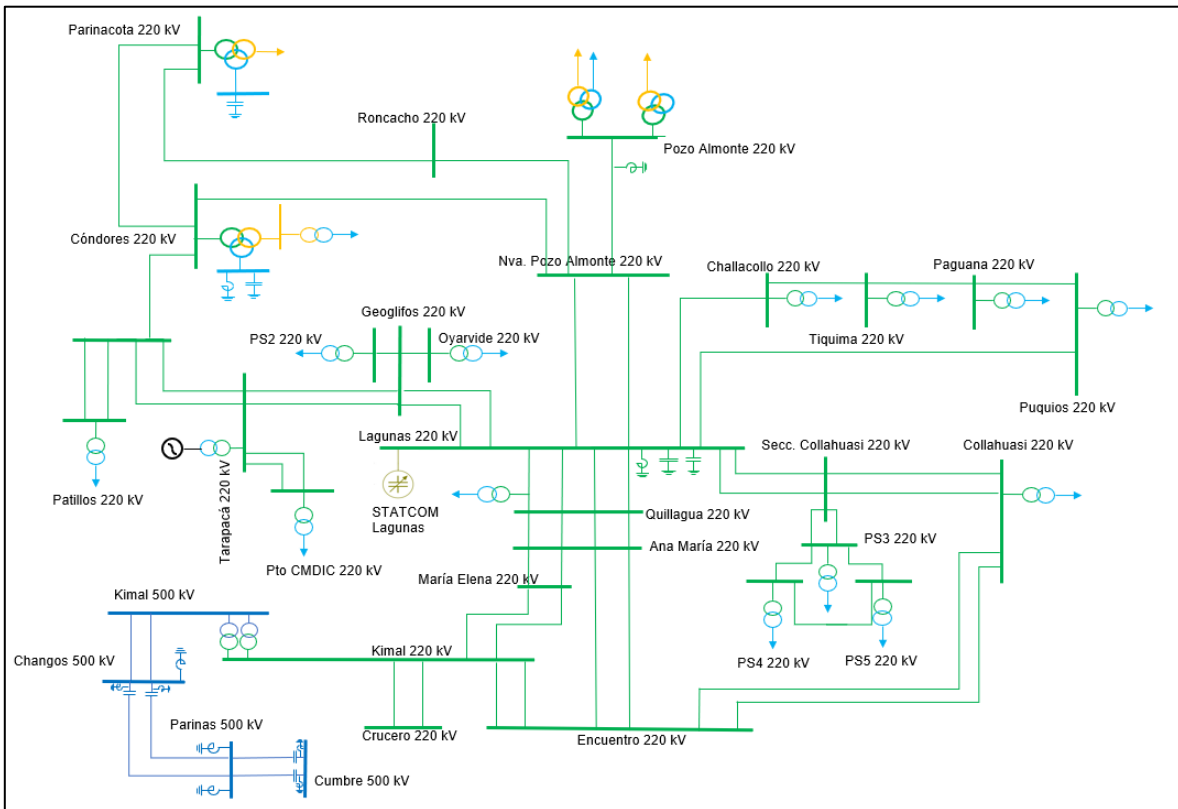


Figura 4-1 Entorno S/E Kimal en análisis.

El análisis considera en una primera etapa la evaluación de la redistribución de la compensación serie en el tramo Línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre, debido al seccionamiento de la línea en S/E Parinas, configuración que será implementada como parte del análisis que se desarrollará en una siguiente etapa, con la finalidad de evaluar el comportamiento de reactivos ante diferentes contingencias en la zona.

Para el análisis del sistema de transmisión se considera un horizonte de 5 años correspondiente al año 2026, seleccionándose un escenario de mínima transferencias en el sistema de transmisión que se conecta a S/E Kimal 500 kV, con la finalidad de evaluar una condición de mayor exigencia, tal que maximice la inyección de reactivos desde 500 kV hacia 220 kV. Este escenario se obtiene a partir de las proyecciones de demanda y luego de la co-optimización de generación-transmisión.

Una vez construido el escenario, se evalúan las siguientes contingencias en el sistema de transmisión:

- Desconexión reactor Córdoros 13,8 kV 1x30MVA.
- Desconexión reactor Crucero 220 kV BP1_BP2 1x24 MVA.
- Desconexión reactor Laberinto 220 kV 1x20 MVA.
- Desconexión reactor Laberinto 245 kV JBPA 1x20 MVA.
- Desconexión reactor Lagunas 220kV JZ1 1x30 MVA.
- Desconexión reactor Los Changos 500 kV K3Z 1x174,9 MVA.
- Desconexión reactor Parinas 500 kV N2 150 MVA.
- Desconexión reactor Pozo Almonte 220 kV BS1 1x24 MVA.
- Desconexión STATCOM S/E Lagunas.
- Desconexión Transformador Parinas 500/220 kV.

4.1.1.2 EVALUACIÓN DE LA REDISTRIBUCIÓN DE LA COMPENSACIÓN SERIE LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS - CUMBRE

El proyecto Parinas declarado en el Decreto Exento N°4 2019 del Ministerio de Energía, secciona la Línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre a una distancia aproximada de 240 km de S/E Los Changos, modificando la línea a los nuevos tramos 2x500 kV Los Changos – Parinas y 2x500 kV Parinas – Cumbre. Se considera que el seccionamiento del circuito mantendrá las mismas características constructivas de la línea, cuyos principales parámetros técnicos son los siguientes:

Tabla 4-1 Características Línea 2x500 kV Los Changos - Cumbre

Parámetro	Unidad
Longitud	399,84 km
Reactancia (X)	0,267 ohms/km
Susceptancia (B)	4,274 us/km
Corriente nominal	2,82 kA (Verano)
Capacidad	2422,2 MVA
Compensación serie en S/E Los Changos y S/E Cumbre.	34,77 ohms
Grado de compensación existente	65,2%

Tabla 4-2 Características de nuevos tramos de líneas

Línea de transmisión seccionada	Largo [km]	X total [Ohms]
Línea 2x500 kV Los Changos-Parinas	240,0	64,08
Línea 2x500 kV Parinas - Cumbre	159,8	42,66

Los valores de reactancia total de los nuevos tramos de líneas, indicados en la Tabla 4-2, muestran que la compensación serie existente varía entre el 51% al 81,6% de la impedancia de las nuevas líneas 2x500 kV Los Changos – Parinas y 2x500 kV Parinas – Cumbre, respectivamente. El valor de compensación serie en una línea de transmisión puede variar entre el 60% hasta el 80% según recomienda la literatura, estando la compensación del 81,6% del tramo 2x500 kV Parinas – Cumbre, en el límite del valor recomendable de ajuste.

A partir de los parámetros de la línea y la realización de pruebas en vacío de los nuevos circuitos, se determina la siguiente información:

- El SIL de las líneas es de 1000 MW.
- En el caso de la Línea 2x500 kV Parinas- Los Changos, el efecto ferranti aumenta en 1,034 pu la tensión en el extremo Los Changos, cuando ésta se energiza desde S/E Parinas.
- En el caso de la Línea 2x500 kV Parinas-Cumbre, el efecto ferranti aumenta en 1,015 pu la tensión en el extremo S/E Parinas, cuando ésta se energiza desde S/E Cumbre. El bajo efecto se debe a la menor longitud del tramo.

De acuerdo con lo anterior, se evalúa las siguientes opciones de reconfiguración de la compensación:

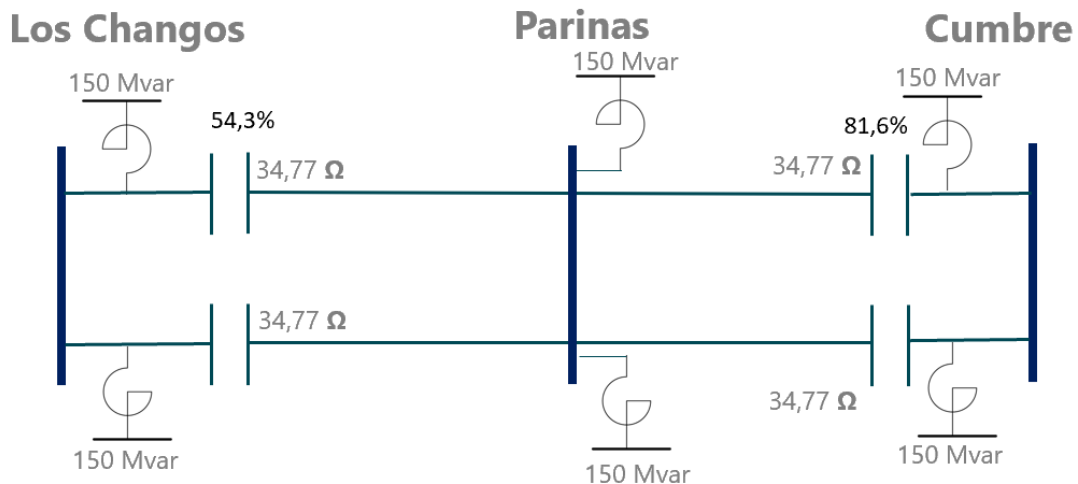


Figura 4-2 Caso A, mantener la compensación existente.

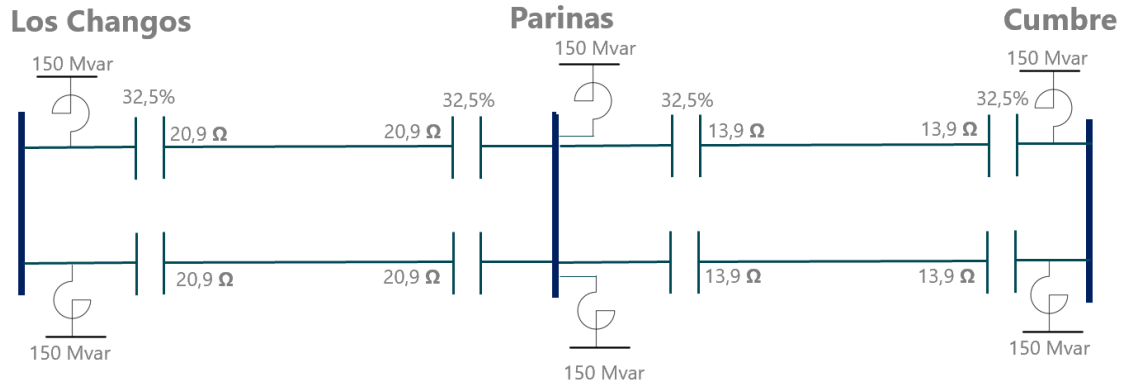


Figura 4-3, Caso B, modificar la compensación serie en las nuevas líneas manteniendo el mismo grado compensación de la línea original (65%).

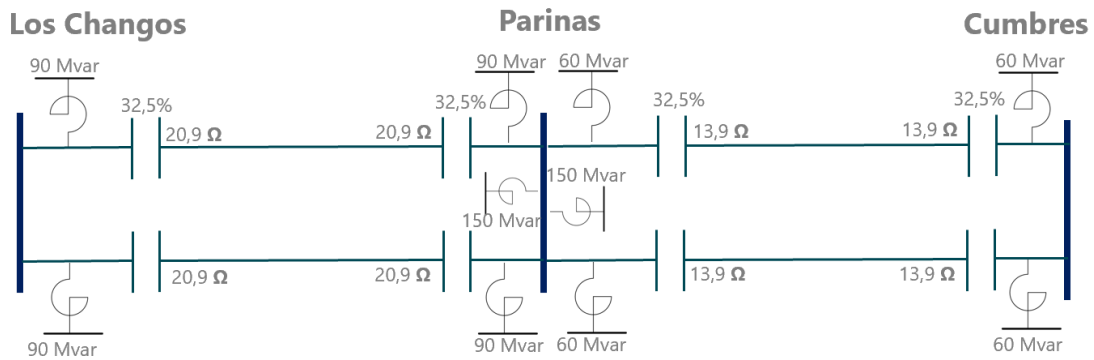


Figura 4-4, Caso C, modificar la compensación serie y shunt en las nuevas líneas manteniendo el mismo grado compensación de la línea original.

Se realizan pruebas para los tres casos y transferencias cercanas a la máxima capacidad de la línea, cumpliendo criterio N-1, obteniéndose un mejor desempeño para los casos A y B, de acuerdo con lo indicado en la Tabla 4-3 .

Tabla 4-3 Comparación consumo de reactivos para diferentes configuraciones de compensación serie en el tramo 500 kV Los Changos – Parinas -Cumbre.

Caso evaluado	Pérdidas en líneas MVar	
	Condición Normal	N-1 ¹
Caso A	282,1 ²	857,3 ³

¹ Se aplica N-1 solo a las líneas que contienen compensación serie.

² Corresponde a la suma de las pérdidas de un circuito 500 kV Changos – Parinas y 500 kV Parinas – Cumbre.

³ Corresponde al máximo valor de pérdidas percibidas entre los tramos 500 kV Changos – Parinas y Parinas – Cumbre, ante la desconexión de un circuito que tiene compensación serie.

Caso evaluado	Pérdidas en líneas MVar	
	Condición Normal	N-1 ¹
Caso B	282,5	842,6
Caso C	286,0	870,0

La comparación muestra que, en cuanto a pérdidas, la configuración B muestran una menor pérdida de reactivos, por ello, se complementa el análisis evaluando su desempeño con el cálculo del factor de amortiguación de oscilaciones mecánicas en el sistema de transmisión, para bajas transferencias en la línea 2x500 kV Los Changos – Kimal.

La Figura 4-5 muestra el comportamiento de la potencia activa al aplicar una falla de severidad 4 en el circuito N°1 de la Línea 2x500 kV Los Changos – Kimal seguido del despeje de ésta. Las curvas corresponden a las distintas configuraciones de compensación serie y shunt en el tramo 500 kV Los Changos – Parinas – Cumbre.

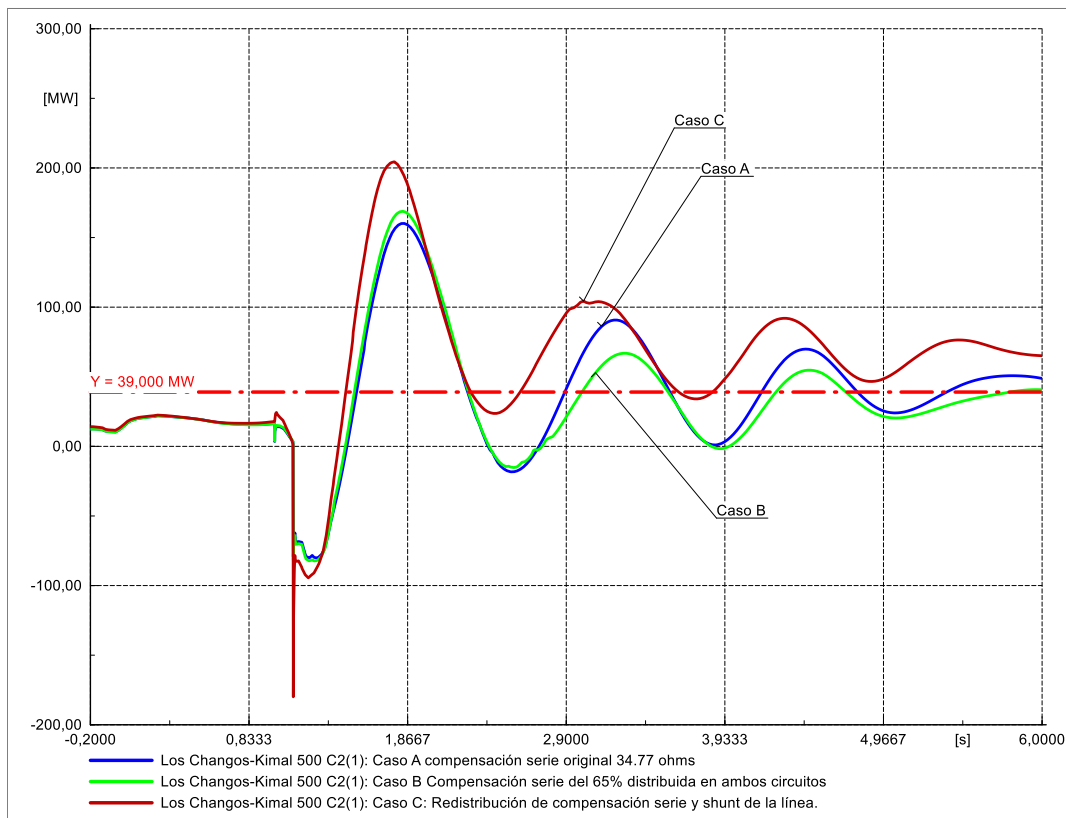


Figura 4-5 Potencia activa en línea 500 kV Los Changos – Kimal, para las diferentes configuraciones de compensación propuesta.

Los valores de coeficientes de amortiguación (ζ) se muestran en Tabla 4-4.

Tabla 4-4 Valores de coeficiente de amortiguación par diferentes configuraciones de compensación serie en el tramo Los Chagos – Parinas – Cumbre.

Caso	A1	A2	R_A	ζ
A	160,06	90,72	0,42	8,55%
B	168,87	66,87	0,21	13,92%
C	204,12	103,75	0,26	22,49%

De acuerdo con los resultados, se puede observar que todos los casos cumplen con el requerimiento de un mínimo de amortiguación del 5%, indicado en la NTSyCS⁴, y el caso C, correspondiente a la reconfiguración de la compensación serie y shunt, presenta el mejor desempeño en cuanto al amortiguamiento del sistema de transmisión, sin embargo, dado que en todos los casos se verifica el cumplimiento de los requerimientos de amortiguamiento mínimo, y que la configuración actual de la compensación reactiva a tierra permite continuar realizando la recuperación de la zona norte, desde S/E Diego de Almagro hasta la S/E Kapatur por S/E Cumbre⁵, se recomienda la implementación de la redistribución de la compensación reactiva correspondiente al caso B.

Sin perjuicio de esta recomendación, se plantea evaluar casos adicionales en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022, con la finalidad de analizar el cambio de compensación reactiva a tierra de las líneas.

Cabe señalar que los análisis se deben complementar con la revisión del diseño de interruptores verificando que se cumple con la tensión transitoria de restablecimiento (TRV), y el análisis de oscilaciones electromecánicas de resonancias subsincronas (RSS).

4.1.1.3 RESULTADO DE LOS ANÁLISIS DE REACTIVOS DE LA ZONA NORTE

A partir de la evaluación de contingencias listadas anteriormente, se presentan en la Figura 4-6 y la Figura 4-7 los valores de tensión de barra para 220 kV y 500 kV en diferentes puntos de interés de la zona.

⁴ Art. 5-38 y 5-39 de la NTSyCS, el valor de amortiguamiento deberá ser como mínimo del 5%.

⁵ Estudio de Plan de Recuperación de Servicio año 2021, disponible en el sitio WEB del Coordinador: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-recuperacion-de-servicio/>

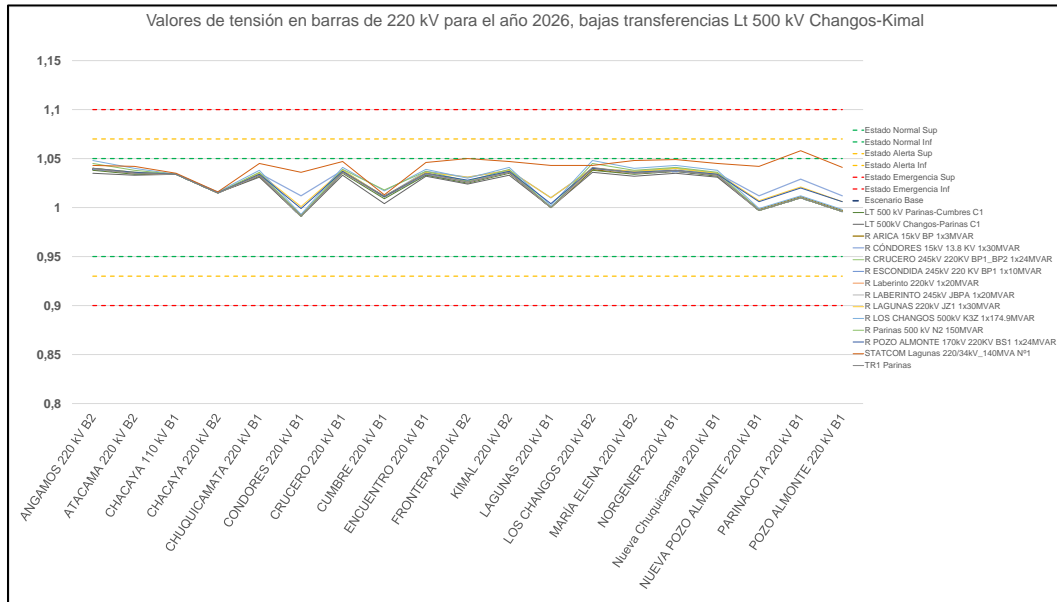


Figura 4-6 Tensiones de barra de 220 kV para condición base y contingencias.

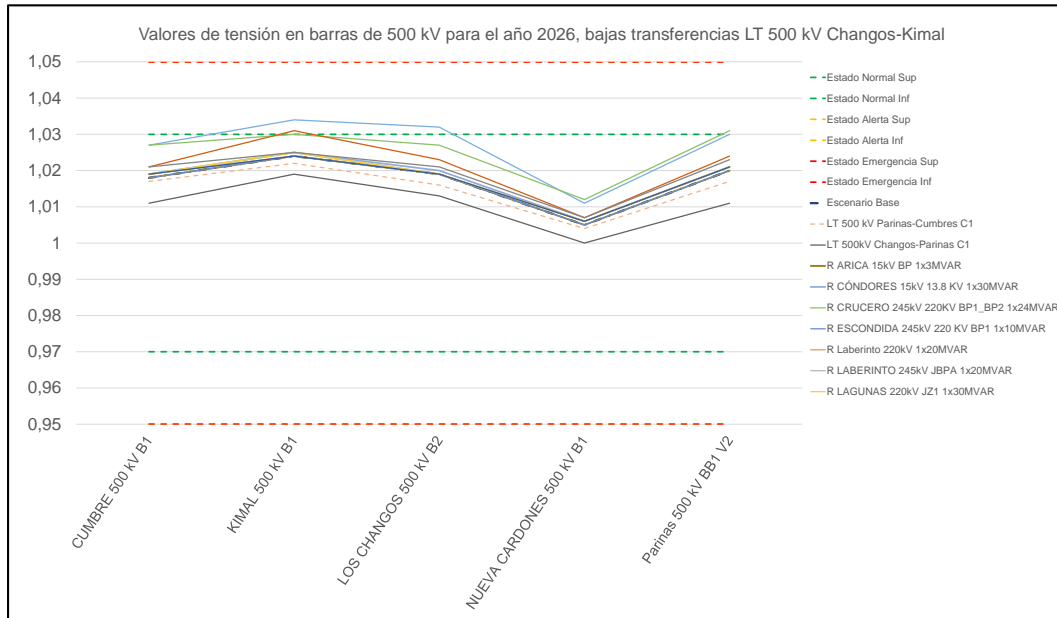


Figura 4-7 Tensiones de barra de 500 kV para condición base y contingencias.

De los resultados se observa que las tensiones, para las fallas analizadas, se mantienen dentro del rango de estado de alerta o emergencia. Cabe señalar que, para el escenario seleccionado, se priorizan desconexiones que exijan al sistema de transmisión mayor capacidad de absorción de reactivos, con la finalidad de verificar que se cuenta con suficientes recursos para el control de tensión y se mantenga en rangos de estado de alerta.

La instalación de 300 MVar de absorción en S/E Parinas, correspondiente a 2 reactores de 150 MVar cada uno, además de la instalación de un STATCOM en S/E Lagunas 220 kV, entregan reservas suficientes de reactivos para mantener las tensiones en estado de alerta ante la ocurrencia de una contingencia. Tal como se puede observar en la Figura 4-6, la indisponibilidad del STATCOM en S/E Lagunas provoca un aumento de las tensiones de barra, transformándose en un equipo clave en el control de tensión de la zona norte.

4.1.1.4 RECOMENDACIÓN Y COMENTARIOS GENERALES

De acuerdo con los resultados obtenidos, se recomienda la reconfiguración de la compensación serie correspondiente al caso B, de la Línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre, manteniendo el mismo grado de compensación (65,2%) de la línea original en las nuevas líneas 2x500 kV Changos – Parinas y 2x500 kV Parinas – Cumbre.

En la Tabla 4-5 se presenta la valorización de la obra de cambio de la compensación serie de las líneas 2x500 kV Los Changos - Parinas y 2x500 kV Parinas – Cumbre.

Tabla 4-5: Valorización de la obra cambio compensación serie líneas 2x500 kV Los Changos - Parinas y 2x500 kV Parinas - Cumbre

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	8.922
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	1.695
3	SUB TOTAL CONTRATO	10.617
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	1699
5	COSTO TOTAL PROYECTO	12.316

La extensión del sistema de 500 kV al norte de S/E Kimal, correspondiente a la Línea 2x500 kV Kimal – Seccionadora Lagunas, será abordado en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022.

4.1.2 ANÁLISIS DE ALMACENAMIENTO ENTORNO NUEVA MAITENCILLO – NUEVA PAN DE AZÚCAR

Con el objetivo de explorar los beneficios que otorga un sistema de almacenamiento en la reducción de congestiones de transmisión, se analizan distintas alternativas en el entorno de Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar para aliviar congestiones del corredor 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico previa a la puesta en servicio del sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre en el año 2029.

Para esto se consideran los resultados de la co-optimización generación-transmisión que da origen a los planes de obras de generación actualizado para el presente Informe Complementario a Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021 del Coordinador, el cual incorpora unidades de almacenamiento con distintas tecnologías.

En particular, en el escenario D, que considera mayores restricciones para las tecnologías de generación CSP, geotérmica e hidráulica, en conjunto con menores restricciones a tecnologías solar

fotovoltaica y eólica, se incorporan unidades de bombeo de 200 MW en el entorno de Nueva Cardones y Nueva Maitencillo, a partir del año 2032.

Si bien el plan de obras define estas centrales con almacenamiento en este entorno posterior al año 2029, y solo en este escenario, se exploran unidades de misma capacidad de potencia máxima (200 MW), con la posibilidad de puesta en servicio en el año 2026, para mitigar las congestiones en el escenario referencial B, que posee una curva de descarbonización al año 2033 y costos referenciales en todas las tecnologías, lo cual se detalla en el Informe de Plan de Obras publicado en enero de 2021.

Respecto a la ubicación de estas centrales, se estudian diversas alternativas de bombeos y baterías en los corredores de 220 kV entre Maitencillo y Pan de Azúcar, sin embargo, sólo se consideran las baterías debido a lo próximo de los requerimientos y a la acotada ventana de beneficios previo a la puesta en servicio estimada del sistema HVDC.

Por otro lado, se considera la puesta en servicio de las obras en el entorno de S/E Don Héctor, incluidas en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión de la Transmisión 2020, de la Comisión, publicado en abril de 2021, en el año 2025, y que resultan necesarias para considerar estos elementos en este entorno, al elevar las transferencias por 220 kV.

Además, respecto a los costos de inversión, se consideran los indicados en la PELP 2019, que indica que en PELP 2017 se tiene un precio medio cercano a los 6.000 USD/kW, mientras que en la versión 2019, estos costos son de entre de 4000 y 2000 USD/kW aproximadamente.

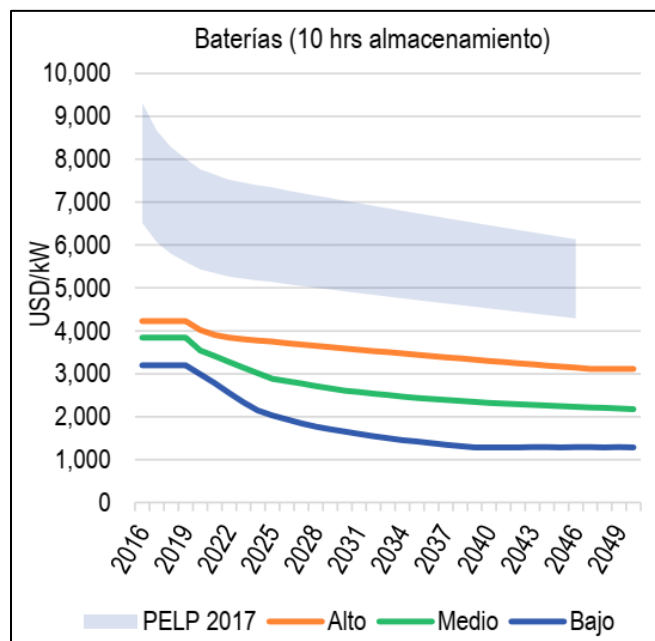


Figura 4-8 Costos de inversión de baterías con 10 horas de almacenamiento.

Finalmente, el presente análisis considera baterías de 200 MW con capacidad de 10 horas de almacenamiento y una eficiencia de carga del 95%, en tres casos con ubicaciones en las barras Nueva Maitencillo 220 kV, Don Héctor 220 kV y Nueva Pan de Azúcar 220 kV, en donde operaran a partir de las señales de costo marginal de las barras respectivas en el escenario B del modelo PLP. Se destaca que no se considera la vida útil, ni el efecto de degradación de la batería.

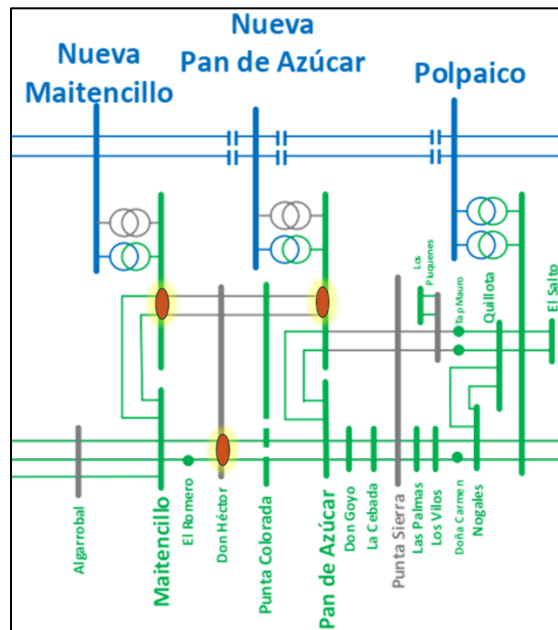


Figura 4-9 Ubicación de unidades de almacenamiento analizadas.

4.1.2.1 OPERACIÓN DE UNIDADES DE ALMACENAMIENTO

A modo de ejemplo, en las siguientes figuras se muestra la operación de las unidades de almacenamiento en cada caso, para la misma etapa de operación (enero de 2026).

Se destaca que cada etapa modelada en PLP posee 10 bloques de demanda construidos a partir de la curva de duración de la demanda separada en horas de sol y no sol, lo que genera dos grupos de 5 bloques representando horas con y sin recurso solar. Esto es evidente al observar que los costos marginales en cada caso son inferiores en los primeros 5 bloques (denominados 691 al 695), debido a que corresponden a horas con recurso solar.

Los siguientes gráficos muestran los montos de energía en el eje izquierdo en GWh, en donde montos negativos corresponden a la carga de la batería, mientras que los montos positivos corresponden a la descarga. Por otro lado, en el eje derecho, los valores de costo marginal, de la barra indicada en el título del gráfico, en USD/MWh, para el caso sin almacenamiento (línea verde – CMg (Sin Alm)) y con almacenamiento (línea roja – CMg (Con Alm)). Finalmente, en el eje independiente (inferior) se observan los bloques que corresponden a la etapa de enero de 2026.

Luego se puede observar, que, al existir costos marginales bajos, en el caso sin almacenamiento, el sistema decide retirar energía, representado por los valores de operación de energía negativa en la gráfica. También se muestra el efecto posterior en los marginales, en el caso con el almacenamiento operando, en donde se observa que, al existir retiros de la batería, los costos marginales suben, y al inyectar esos costos marginales bajan.

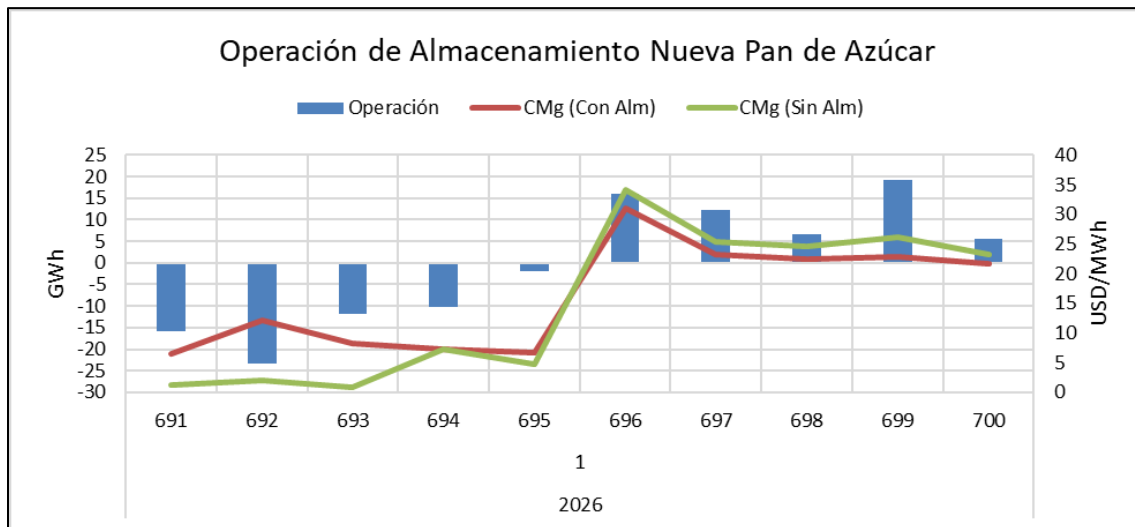


Figura 4-10 Operación de Batería en Nueva Pan de Azúcar.

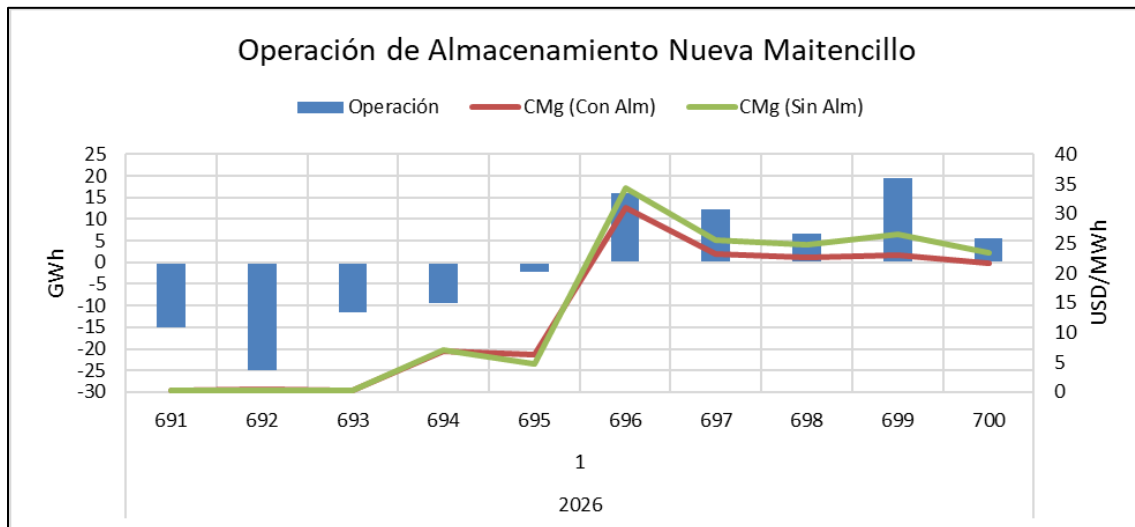


Figura 4-11 Operación de Batería en Nueva Maitencillo.

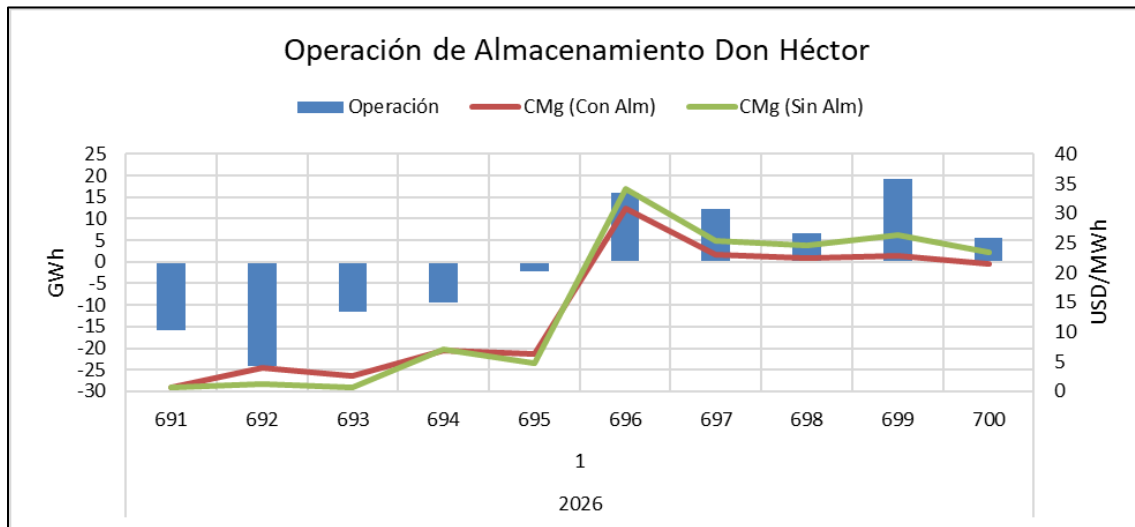


Figura 4-12 Operación de Batería en Don Héctor.

4.1.2.2 REDUCCIÓN DE CONGESTIONES

Respecto de las reducciones de congestiones se observa el caso base, sin los almacenamientos, y los 3 casos estudiados, donde se tiene que, en el caso con almacenamiento en Nueva Pan de Azúcar, es la alternativa que naturalmente reduce de mayor manera las congestiones en el corredor hacia Polpaico en el horizonte 2026 – 2028.

Si bien en los gráficos de percentiles de bloques por simulaciones no es evidente, si analizamos la data de la duración de las congestiones tenemos que, respecto al escenario base, la reducción de congestiones del corredor 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico es de alrededor de un 16% en el escenario con almacenamientos en Nueva Pan de Azúcar y de un 8% en el caso con el almacenamiento en S/E Don Héctor. El caso con el almacenamiento en Nueva Maitencillo produce cambios de alrededor de un 2% en los tiempos de congestión.

Por otro lado, en todos los casos se aumenta en la misma proporción el tiempo de congestión en el corredor 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, lo cual es coherente, debido a que el proceso de carga de la batería se realiza en gran medida a partir de los flujos que provienen de esta línea.

Lo anterior se puede observar en la tabla 4-6 para el horizonte 2021 – 2028.

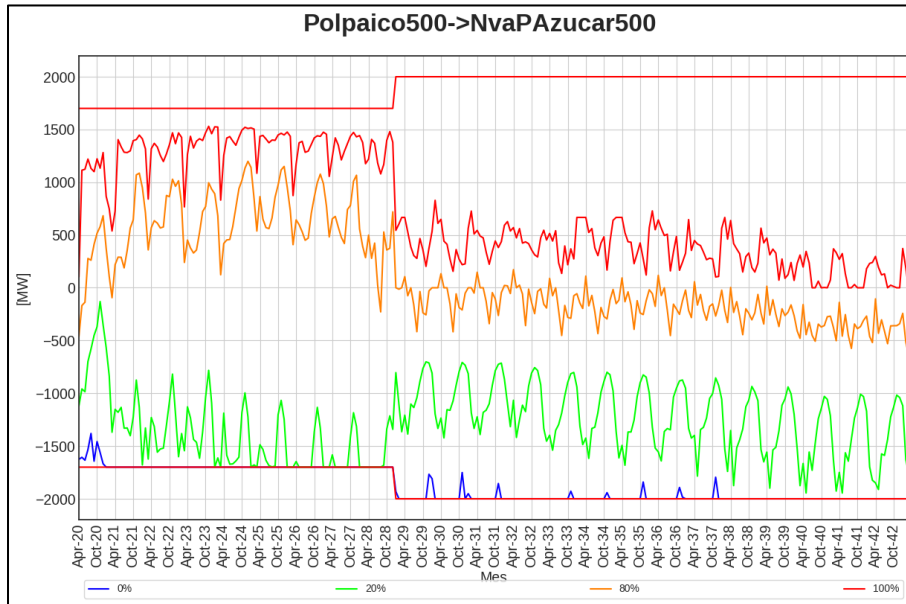


Figura 4-13 Línea 2x500 Polpaico – Nueva Pan de Azúcar, Caso Base.

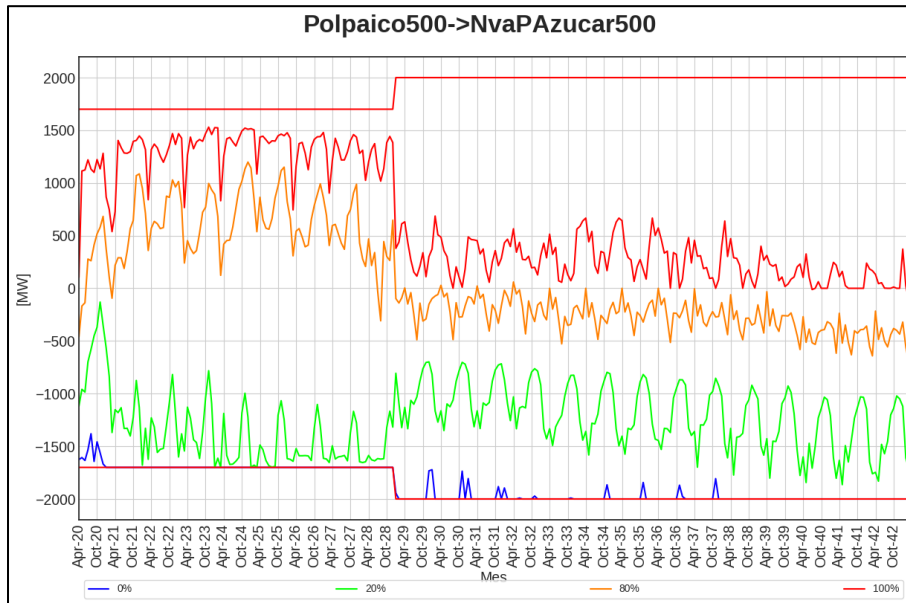


Figura 4-14 Línea 2x500 Polpaico – Nueva Pan de Azúcar, Almacenamiento en Nva. Pan de Azúcar.

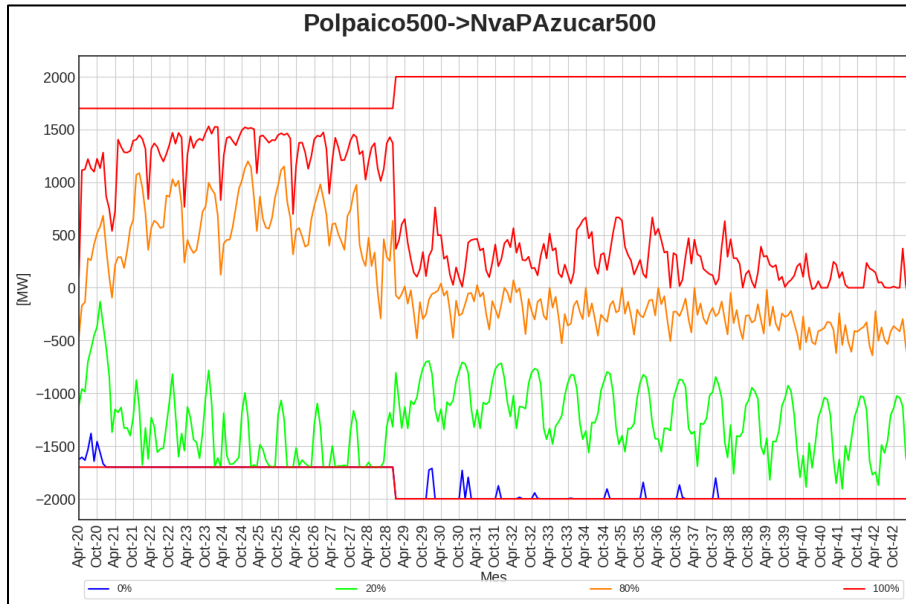


Figura 4-15 Línea 2x500 Polpaico – Nueva Pan de Azúcar, Almacenamiento en Nva. Maitencillo.

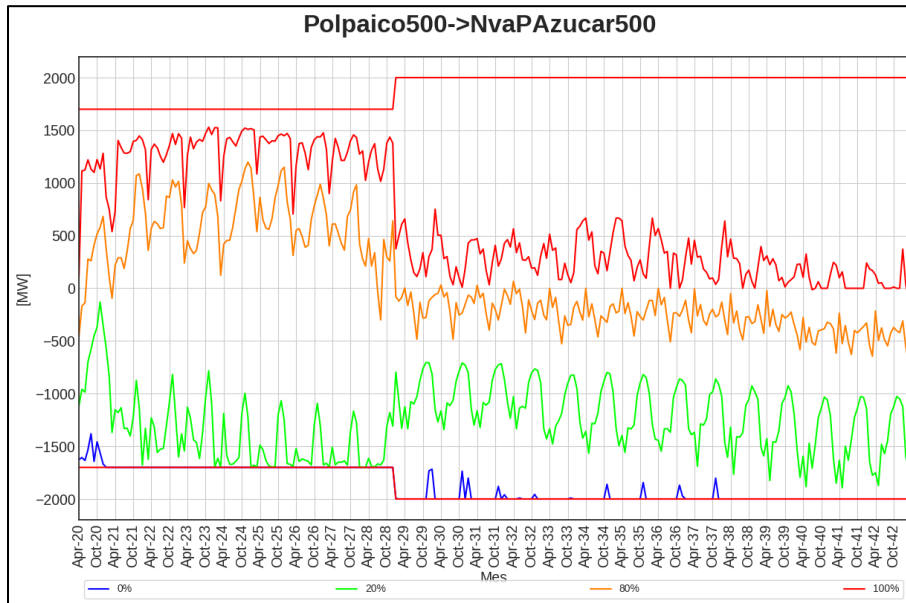


Figura 4-16 Línea 2x500 Polpaico – Nueva Pan de Azúcar, Almacenamiento en Don Héctor.

Tabla 4-6 Tiempo de congestiones por caso.

Escenario	Tramo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Base	NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	0%	1%	3%	1%	1%	2%	3%	2%
Base	Polpaico500->NvaPAzucar500	11%	18%	16%	22%	23%	26%	26%	27%
Nva. Pan de Azúcar	NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	0%	1%	3%	1%	1%	19%	20%	14%
Nva. Pan de Azúcar	Polpaico500->NvaPAzucar500	11%	18%	16%	22%	23%	9%	9%	14%
Nva. Maitencillo	NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	0%	1%	3%	1%	1%	3%	4%	3%
Nva. Maitencillo	Polpaico500->NvaPAzucar500	11%	18%	16%	22%	23%	24%	23%	24%
Don Héctor	NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	0%	1%	3%	1%	1%	9%	10%	7%
Don Héctor	Polpaico500->NvaPAzucar500	11%	18%	16%	22%	23%	18%	18%	21%

4.1.2.3 DESPACHO DE CENTRALES

Respecto al efecto del almacenamiento en el despacho de centrales, se identifica que son las centrales térmicas (Carbón, GNL y Diesel) las que reducen en mayor medida sus inyecciones, por lo que se analiza la cantidad de energía generada por estas centrales en cada caso, y luego se contrasta con la cantidad de generación renovable (Eólica y Solar), que resulta ser la que ve más elevada sus inyecciones, todo esto considerando la hidrología media de simulación.

Se observa que las unidades de almacenamiento en cada caso permiten reducir la generación de unidades térmicas en alrededor de 4,6 TWh, en el horizonte 2026 – 2040. Si se analiza el efecto sólo en los años de congestión 2026-2028, se tiene una reducción de 1,2 TWh aproximadamente.

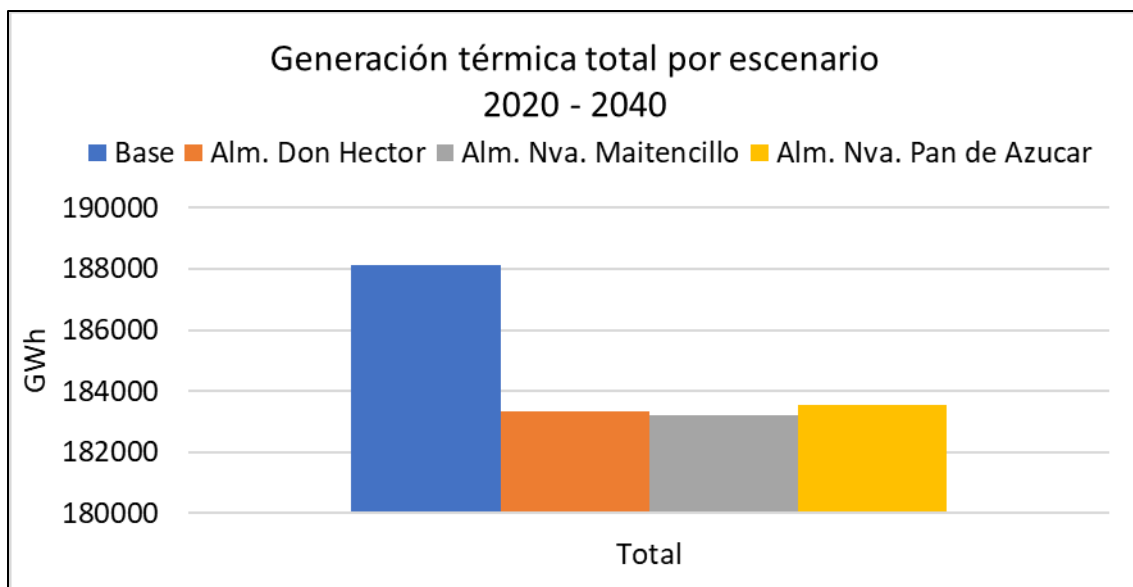


Figura 4-17 Generación térmica total por escenario, 2020 – 2040.

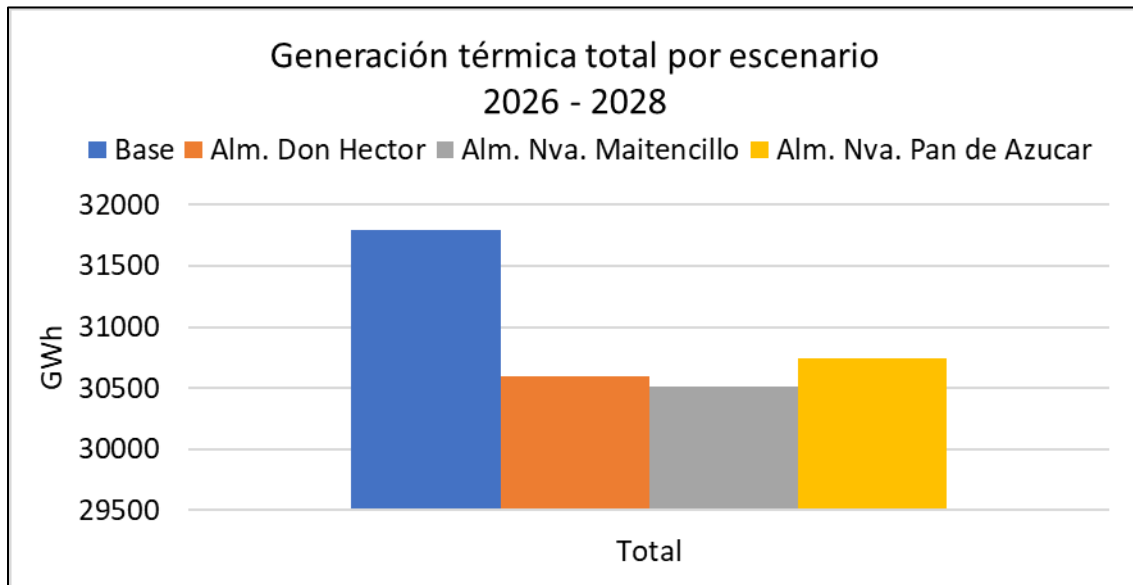


Figura 4-18 Generación térmica total por escenario, 2026 – 2028.

Por otro lado, al analizar el despacho de centrales solares fotovoltaicas y eólicas, se observa que el monto adicional de energía corresponde al reemplazo de energía de centrales térmicas, siendo igualmente alrededor 5,3 TWh adicionales en el horizonte 2026 – 2040, y 1,4 TWh para el horizonte 2026-2028.

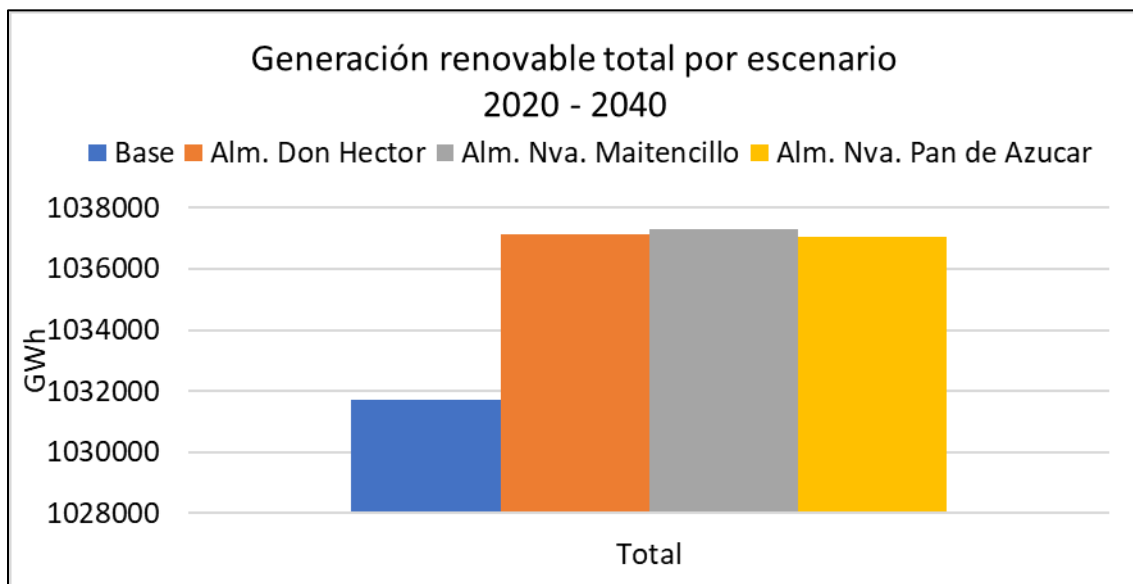


Figura 4-19 Generación renovable total por escenario, 2020 – 2040.

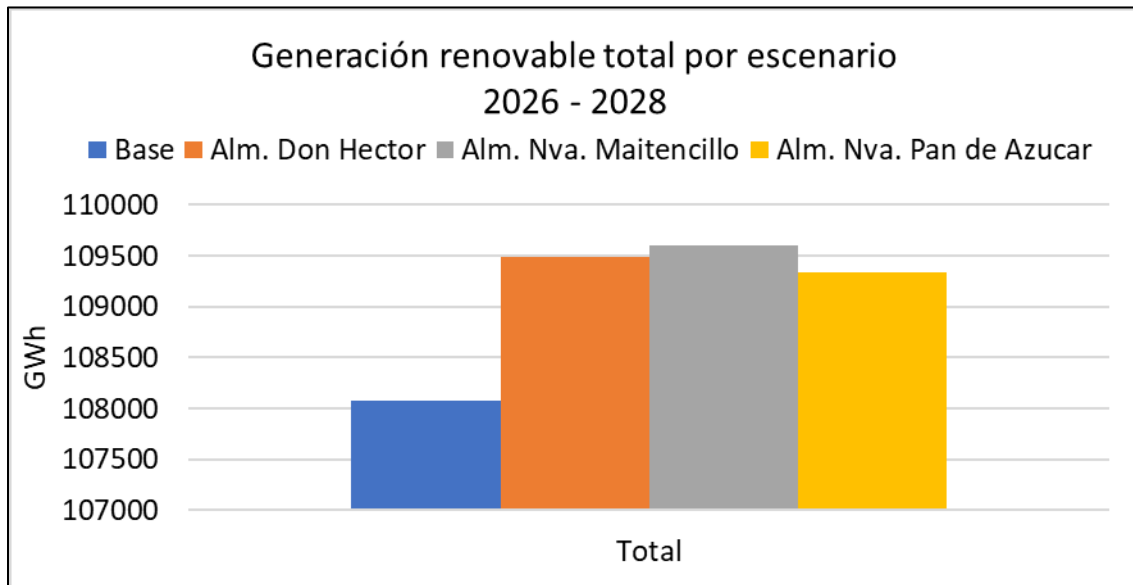


Figura 4-20 Generación renovable total por escenario, 2026 – 2028.

Se realiza un análisis por zona, para identificar aquellas centrales que perciben los mayores beneficios al aumentar sus despachos con almacenamiento respecto del caso base.

De manera evidente se observa que las centrales del norte perciben el mayor beneficio de la operación del almacenamiento en el largo plazo, respecto de las centrales ubicadas al sur.

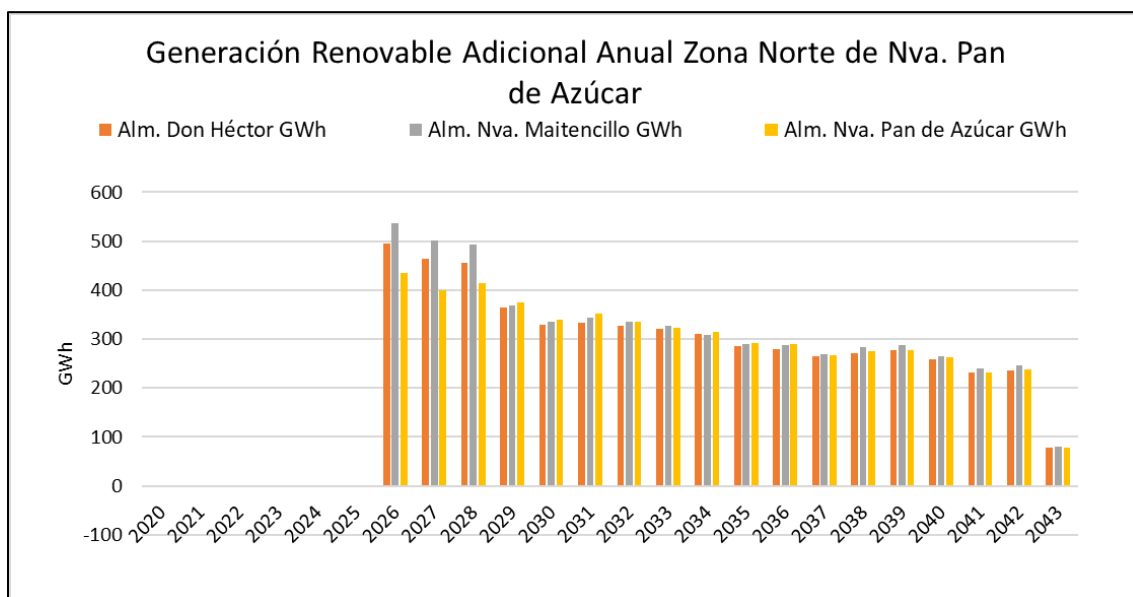


Figura 4-21 Generación renovable adicional zona norte de S/E Nueva Pan de Azúcar.

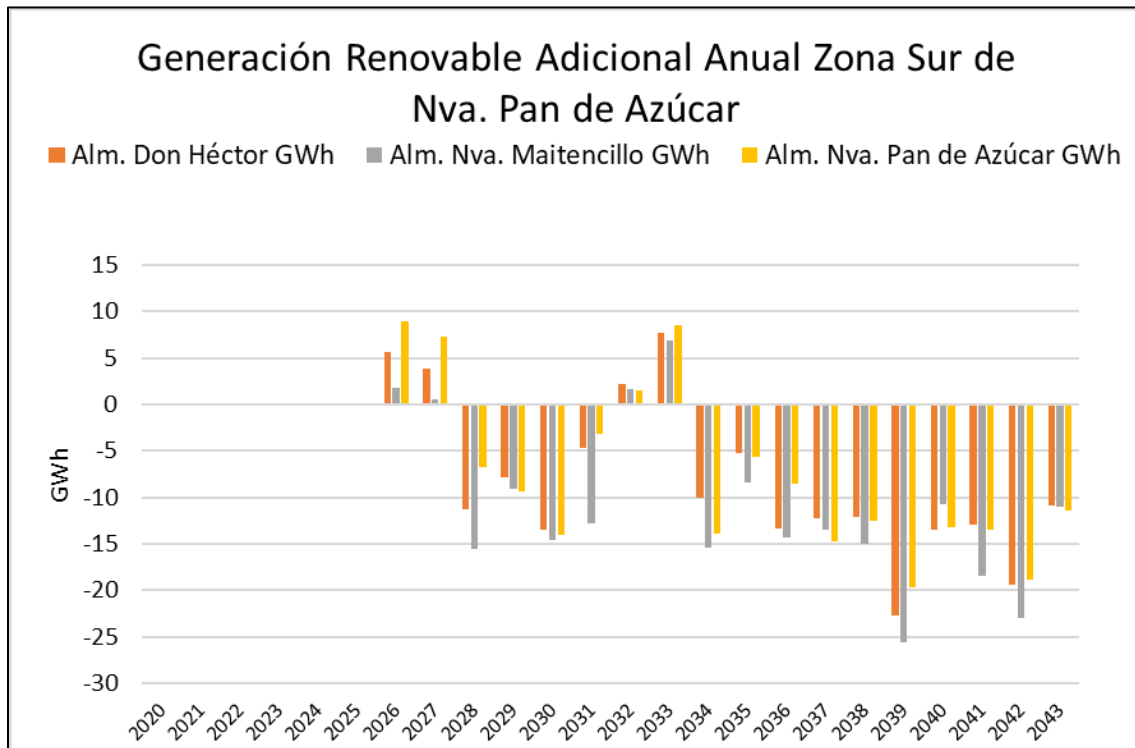


Figura 4-22 Generación renovable adicional zona sur de S/E Nueva Pan de Azúcar.

4.1.2.4 REDUCCIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

Respecto a los costos de operación del sistema, se tiene que la operación del almacenamiento en todos los casos reduce en alrededor de 37 millones de dólares en valor presente, siendo el caso en Nueva Maitencillo el que produce la mayor reducción con 39,1 millones de dólares, luego el caso en Don Héctor con 38,2 millones de dólares, y finalmente el caso en Nueva Pan de Azúcar con 36,7 millones de dólares.

Lo anterior se presenta caso a caso en las siguientes tablas, destacando que se utiliza una tasa de descuento del 6%.

Tabla 4-7 Reducción de Costos de Operación, caso Almacenamiento en Nueva Maitencillo.

Almacenamiento en Nueva Maitencillo			
Año	Sin Proyecto kUSD	Con Proyecto kUSD	Ahorro Costos kUSD
2020	293.883	293.883	
2021	277.875	277.875	-
2022	170.913	170.913	-
2023	166.485	166.485	-
2024	158.219	158.219	-
2025	159.535	159.535	-
2026	132.478	126.362	6.116
2027	138.790	131.625	7.165
2028	107.046	100.819	6.227
2029	69.278	64.628	4.649
2030	68.292	63.964	4.328
2031	72.009	67.179	4.829
2032	83.789	78.129	5.660
2033	69.203	63.355	5.848
2034	40.077	34.862	5.215
2035	49.569	44.247	5.321
2036	53.637	48.167	5.471
2037	52.022	46.796	5.226
2038	60.160	54.269	5.891
2039	55.429	50.064	5.365
2040	9.433	8.249	1.185
VAN			VP Ahorro
			39.079

Tabla 4-8 Reducción de Costos de Operación, caso Almacenamiento en Don Héctor.

Almacenamiento en Don Héctor			
Año	Sin Proyecto kUSD	Con Proyecto kUSD	Ahorro Costos kUSD
2020	293.883	293.883	
2021	277.875	277.875	-
2022	170.913	170.913	-
2023	166.485	166.485	-
2024	158.219	158.219	-
2025	159.535	159.535	-
2026	132.478	126.704	5.774
2027	138.790	132.016	6.773
2028	107.046	101.160	5.886
2029	69.278	64.693	4.585
2030	68.292	64.001	4.290
2031	72.009	67.196	4.812
2032	83.789	78.162	5.628
2033	69.203	63.387	5.816
2034	40.077	34.877	5.200
2035	49.569	44.297	5.271
2036	53.637	48.202	5.435
2037	52.022	46.834	5.188
2038	60.160	54.292	5.868
2039	55.429	50.119	5.310
2040	9.433	8.264	1.169
VAN			VP Ahorro
			38.177

Tabla 4-9 Reducción de Costos de Operación, caso Almacenamiento en Nueva Pan de Azúcar.

Almacenamiento en Nueva Pan de Azúcar			
Año	Sin Proyecto kUSD	Con Proyecto kUSD	Ahorro Costos kUSD
2020	293.883	293.883	
2021	277.875	277.875	-
2022	170.913	170.913	-
2023	166.485	166.485	-
2024	158.219	158.219	-
2025	159.535	159.535	-
2026	132.478	127.383	5.095
2027	138.790	132.774	6.016
2028	107.046	101.682	5.364
2029	69.278	64.720	4.557
2030	68.292	64.004	4.288
2031	72.009	67.189	4.820
2032	83.789	78.159	5.630
2033	69.203	63.403	5.801
2034	40.077	34.884	5.193
2035	49.569	44.286	5.283
2036	53.637	48.228	5.409
2037	52.022	46.926	5.096
2038	60.160	54.378	5.783
2039	55.429	50.217	5.212
2040	9.433	8.275	1.158
			VP Ahorro
VAN			36.739

4.1.2.5 BENEFICIOS DEL PARQUE GENERADOR

De forma análoga a la reducción de costos de operaciones, se identifica el beneficio que perciben las principales unidades del parque de generación al considerar la operación de la unidad de almacenamiento.

Este estudio considera el análisis del despacho de centrales, en donde se identifica que las tecnologías de generación eólicas y solar fotovoltaica al norte de S/E Nueva Pan de Azúcar, son las principales beneficiadas de la operación del sistema de almacenamiento.

También se consideran los beneficios netos provenientes de la compra y venta de energía del sistema de almacenamiento.

Estos ingresos se calculan a partir del monto de energía generada por tecnologías, multiplicado por los costos marginales para cada bloque de simulación, en cada barra considerada de acuerdo con lo análisis previos.

De manera análoga, se consideran los retiros e inyecciones de energía del almacenamiento, multiplicado por los costos marginales para cada bloque de simulación, en la barra en la que se encuentra ubicada la batería en cada caso.

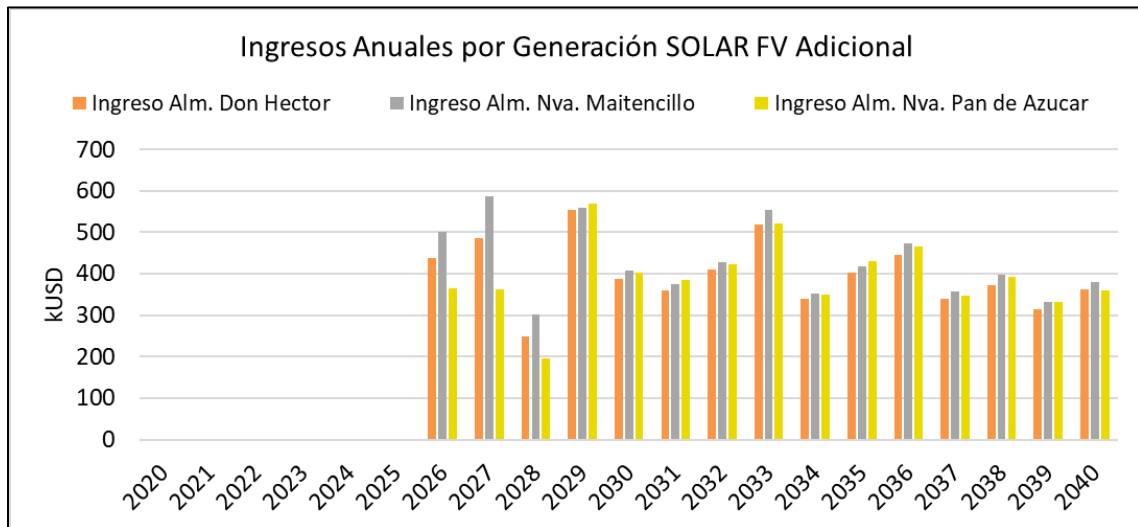


Figura 4-23 Ingresos Anuales Adicionales Generación Solar Fotovoltaica.

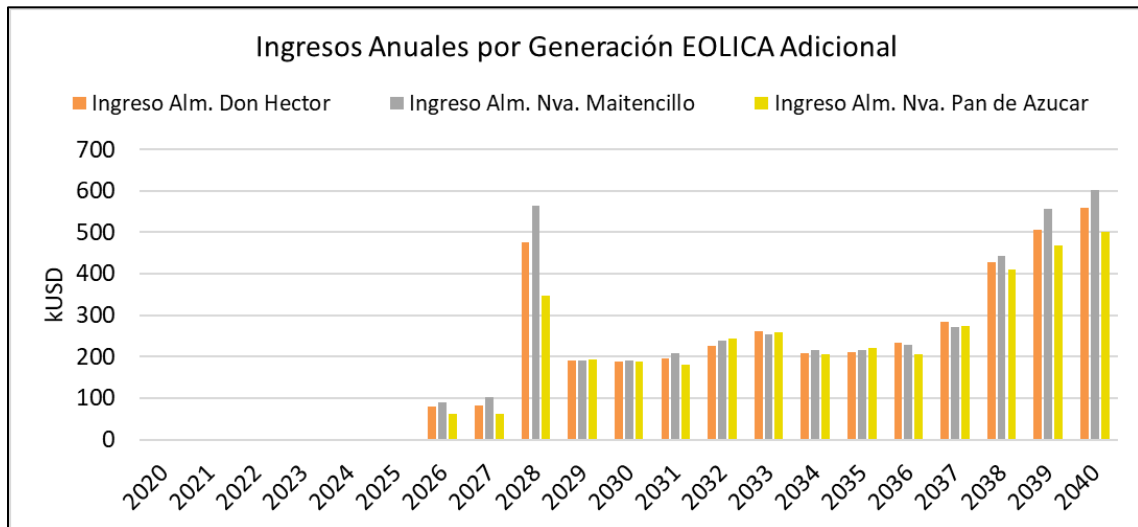


Figura 4-24 Ingresos Anuales Adicionales Generación Eólica.

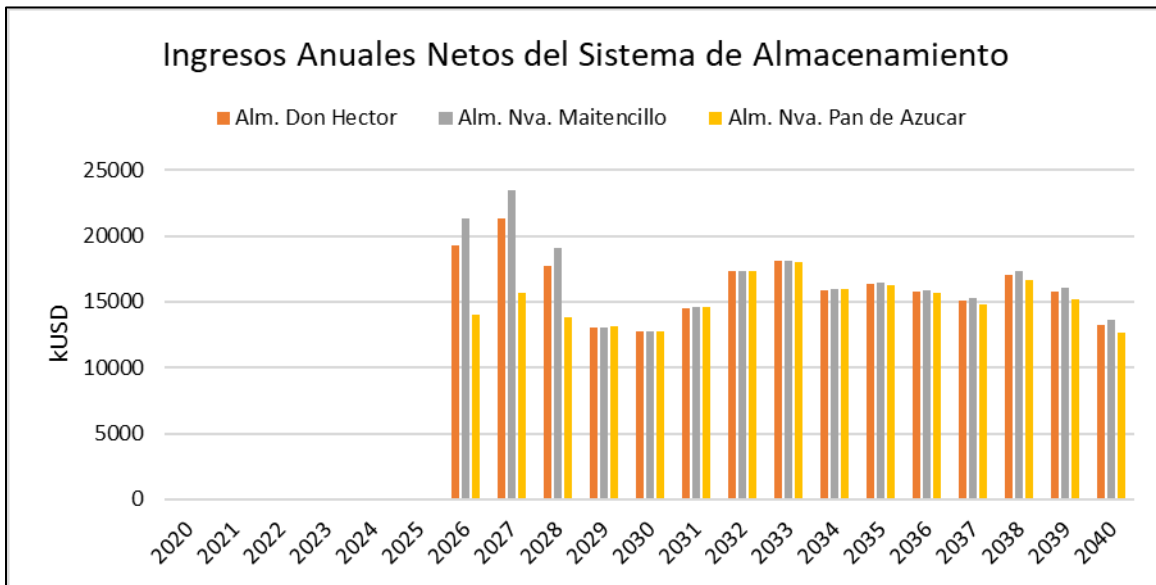


Figura 4-25 Ingresos Anuales Netos del Sistema de Almacenamiento.

Finalmente, a modo de referencia, se calculan los valores presentes de estos ingresos utilizando una tasa de descuento del 6%, en donde se identifica que en los 3 casos las centrales fotovoltaicas y eólicas identificadas al norte de S/E Nueva Pan de Azúcar, perciben de forma agrupada ingresos de alrededor de 5 millones de dólares, siendo el caso en Nueva Maitencillo el mayor, con 5.7 millones de dólares.

Luego, considerando la misma tasa del 6%, los ingresos propios netos generados por el sistema de almacenamiento, resultan alrededor de 120 millones de dólares, en donde igualmente el caso en Nueva Maitencillo genera el mayor ingreso con 132 millones de dólares.

Lo anterior puede observarse en detalle en las siguientes tablas.

Tabla 4-10 Ingresos Anuales por Generación Solar Fotovoltaica y Eólica Adicional por Operación Sistema Almacenamiento.

Ingresos Anuales por Generación Solar Fotovoltaica y Eólica Adicional			
Año	Ingreso por Alm. Don Héctor	Ingreso por Alm. Nva. Maitencillo	Ingreso por Alm. Nva. Pan de Azúcar
2020	-	-	-
2021	-	-	-
2022	-	-	-
2023	-	-	-
2024	-	-	-
2025	-	-	-
2026	518	590	427
2027	569	690	426
2028	725	865	543
2029	744	749	763
2030	576	599	591
2031	555	584	566
2032	638	666	667
2033	781	807	782
2034	548	568	555
2035	615	633	651
2036	680	700	671
2037	624	630	621
2038	800	839	802
2039	821	887	800
2040	923	984	861
VAN	5.384	5.771	5.093

Tabla 4-11 Ingresos Anuales Netos del Sistema de Almacenamiento.

Ingresos Anuales Netos del Sistema de Almacenamiento			
Año	Ingreso Alm. Don Héctor	Ingreso Alm. Nva. Maitencillo	Ingreso Alm. Nva. Pan de Azúcar
2020	-	-	-
2021	-	-	-
2022	-	-	-
2023	-	-	-
2024	-	-	-
2025	-	-	-
2026	19.238	21.352	14.014
2027	21.356	23.479	15.680
2028	17.688	19.054	13.802
2029	13.027	13.087	13.107
2030	12.705	12.798	12.752
2031	14.527	14.592	14.602
2032	17.301	17.365	17.333
2033	18.078	18.130	18.052
2034	15.876	15.959	15.924
2035	16.371	16.466	16.306
2036	15.777	15.889	15.687
2037	15.134	15.268	14.798
2038	17.077	17.369	16.675
2039	15.803	16.045	15.141
2040	13.270	13.662	12.683
VAN	128.013	132.670	116.889

4.1.2.6 CONCLUSIONES

La operación de las unidades de almacenamiento por medio de la toma de señales de costos marginales resulta una aproximación que permite maximizar los ingresos netos de la batería, al retirar energía cuando los costos marginales son bajos, e inyectar cuando estos son altos. Esto es claramente observable en este análisis, al modelar las etapas diferenciando los bloques con y sin recurso solar, dada la alta penetración de energía renovable fotovoltaica al norte de S/E Nueva Pan de Azúcar.

Esta operación, para el caso del manejo de congestiones del corredor 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, resulta especialmente beneficiosa debido al desacople de costos marginales originados por dicha congestión. Sin embargo, se evidencia un mayor beneficio cuando el almacenamiento se encuentra más cercano a la generación, lo que contrasta produce un menor efecto en los tiempos de congestión, respecto al caso de mayor cercanía al nodo más congestionado.

Lo anterior puede ser explicado por efecto de las pérdidas en el sistema, y al hecho de que el tramo 2x500 Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, presenta congestiones leves en el escenario base, pero que son elevadas al utilizar el almacenamiento en Nueva Pan de Azúcar, produciendo un nuevo desacople entre estos dos puntos.

Respecto, a la capacidad de gestionar las congestiones en el corredor 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, se evidencia que el almacenamiento de 10 horas lo permite, con un efecto de hasta un 16% de reducción, a costa de elevar el uso del tramo 2x500 Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en la misma proporción. Esto permite considerar estos elementos en tramos congestionados del sistema, cuyo entorno posee capacidad adicional para los retiros del almacenamiento.

En relación con la reducción de costos de operación del sistema, se tiene una reducción de hasta 39 millones de dólares en valor presente en el periodo 2020 - 2040, con una tasa de descuento del 6%, lo cual viene dado por los hasta 4,9 TWh de energía de centrales térmicas que es reemplazado por energía de centrales solares fotovoltaicas y eólicas.

Por otro lado, al considerar igualmente los beneficios percibidos por estas centrales al disminuir los vertimientos de energía renovable y aumentar sus inyecciones al sistema, se tiene un beneficio agregado de hasta 5.7 millones de dólares.

Lo anterior sumado a los beneficios netos propios del almacenamiento, por conceptos de compra y venta de energía, genera ingresos de hasta 138 millones de dólares, en valor presente, para el periodo 2020 – 2040.

Finalmente, al considerar los costos de inversión del sistema de almacenamiento de baterías de 10 horas, se tiene un valor de inversión que según lo especificado por la PELP 2019, se ubica entre los 200 y 800 millones de dólares aproximadamente. En consecuencia, ninguno de los proyectos analizados resulta conveniente de realizar desde el punto de vista sistémico.

4.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DE LÍNEAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

4.1.3.1 ANÁLISIS ZONA ARICA

La zona analizada de Arica se encuentra en la Región de Arica y Parinacota, posee una superficie de 4.799 km² y una población de 240.000 personas aproximadamente. Su sistema de transmisión zonal se compone de las SS/EE Chinchorro, Pukará y Quiani con tensiones 66/13.8 kV alimentadas desde S/E Parinacota a través de líneas radiales de 66 kV.

Además, en esta zona se encuentra la S/E Arica que se interconecta a través de una línea de 110 kV con S/E Pozo Almonte, y las S/E Diesel Arica, próxima a S/E Chinchorro y S/E Central Chapiquiña que se encuentra a 80 km aproximadamente de la ciudad de Arica, las cuales se interconectan con S/E Arica a través de líneas de 66 kV.



Figura 4-26 Zona de Arica.

Las SS/EE Pukará y Chinchorro poseen una densidad media de demanda y de número de clientes abastecidos, además, estas se encuentran abasteciendo la Capital Regional de Arica. Por otro lado, la S/E Quiani posee una baja densidad de clientes y consumo.

A partir de la metodología descrita en el Anexo de Metodología y Criterios de Transmisión Zonal, las SS/EE Pukará y Chinchorro son clasificadas en la Zona de Densidad Media y de Capitales Regionales, requiriendo un nivel de confiabilidad mayor al que actualmente poseen, debido a su importancia relativa dada por sus características de consumo.

Los criterios requeridos en esta zona se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4-12 Detalles Zona de Densidad Media y Capitales Regionales.

Zona	SS/EE ATAT	Líneas AT	Subestaciones ATMT
Zona de Densidad Media y Capitales Regionales: <ul style="list-style-type: none"> • 70 SS/EE primarias. • Concentra 44% de los clientes. 	N-1	N-1	Potencia Firme

4.1.3.1.1 CONDICIÓN ACTUAL DEL SISTEMA

Actualmente el sistema de transmisión zonal que abastece esta provincia se compone por 3 subestaciones primarias alimentadas por simple circuito desde S/E Parinacota.

Para las subestaciones primarias el esquema en alta tensión es de barra simple a excepción de S/E Chinchorro que no posee barra en 66 kV, además en S/E Quiani el paño de línea no posee interruptor. Las barras en media tensión son de barra simple seccionada, a excepción de S/E Chinchorro, que solo es barra simple, que, además, actualmente solo posee un transformador, mientras que S/E Pukará posee 2 y S/E Quiani posee 3.

El Plan de Expansión de la Transmisión 2018 (RE334/2019) contiene un nuevo transformador en S/E Chinchorro de 16 MVA y una nueva barra de 13.8 kV (DE198/2019). Además, el DE418/2017 contiene un nuevo transformador de 20 MVA en S/E Quiani.

Por otro lado, S/E Parinacota posee tres bancos monofásicos más uno de respaldo, configuración de barra seccionada más barra de transferencia en 220 kV y barra simple en 110 kV y considera la normalización a barra simple más barras de transferencias del DE418/2017. También posee compensación de reactivos en el terciario a través de dos bancos de condensadores de 10 MVar.

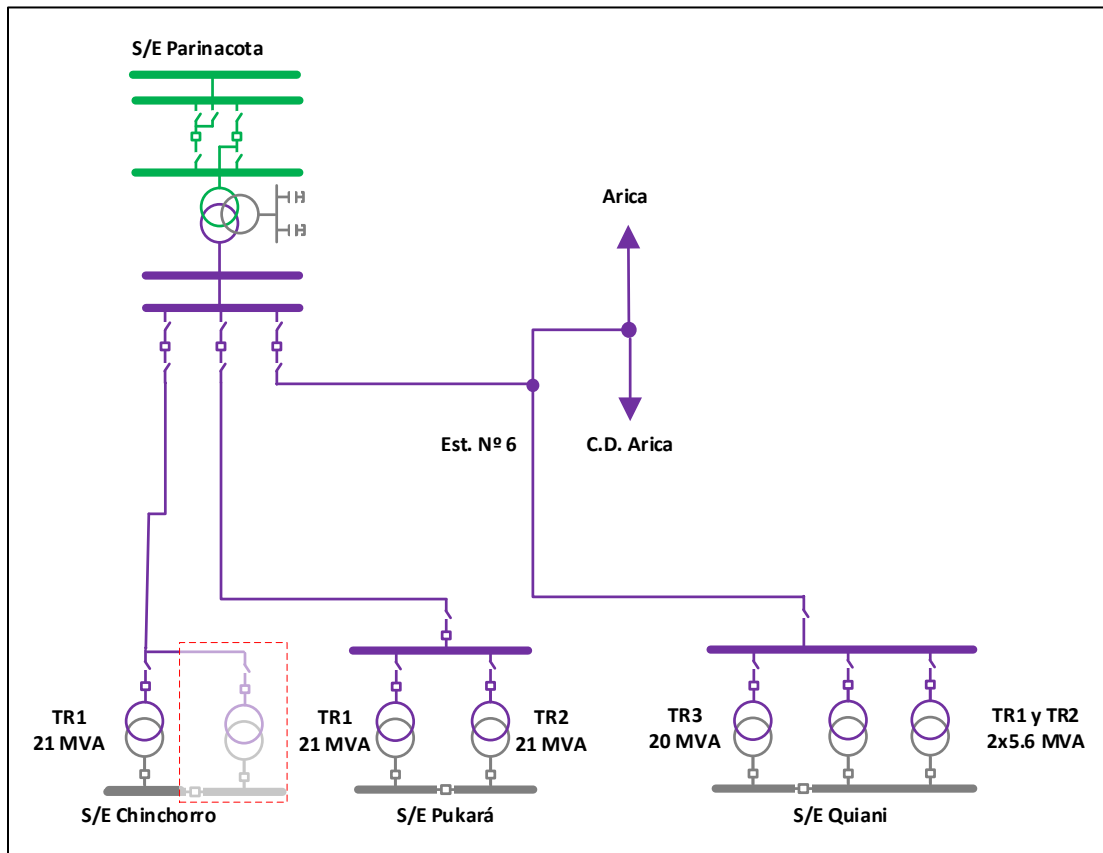


Figura 4-27 Diagrama Unilineal Sistema Transmisión Zonal de Arica.

La situación actual de las subestaciones primarias se resume en la siguiente tabla.

Tabla 4-13: Características de suministro Arica.

	S/E Chinchorro	S/E Pukará	S/E Quiani
Zona	Zona de Densidad Media y Capitales Regionales	Zona de Densidad Media y Capitales Regionales	Zona de Baja Densidad
Suministro AT	Alimentación simple circuito. Línea 66 kV Aérea: Parinacota – Chinchorro	Alimentación simple circuito. Línea 66 kV Soterrada: Parinacota – Pukará	Alimentación simple circuito. Línea 66 kV Aérea: Parinacota – Est. N°6 - Quiani
Patio AT	Tecnología AIS: Llegada de línea con Interruptor + desconectador	Tecnología AIS: Barra simple Interruptor + desconectador	Tecnología AIS: Barra simple + desconectador
Transformación	Tr1: 21 MVA 66/13.8 kV – CTBC Tr2: 16 MVA (DE198/2019) 66/13.8 kV – CTBC	Tr1: 21 MVA 66/13.8 kV – CTBC Tr2: 21 MVA 66/13.8 kV – CTBC	Tr1 y Tr2: 2x5.6 MVA 66/13.8 kV – CTBC Tr3: 20 MVA 66/13.8 kV - CTBC

	S/E Chinchorro	S/E Pukará	S/E Quiani
Patio MT	Barra simple – Parrón. Sin BBCC	Barra simple Seccionada – Parrón. Sin BBCC	Barra simple Seccionada – Parrón. Sin BBCC
Suministro Distribución	Alimentadores aéreos	Alimentadores aéreos	Alimentadores aéreos

4.1.3.1.2 DIAGNÓSTICO DE SEGURIDAD

Los consumos encontrados en S/E Pukará y S/E Chinchorro son de una densidad media respecto a su demanda punta y al número de clientes abastecidos. Esto en relación con todos los puntos de suministro encontrados en el país, tal como se describe en la metodología descrita en el Anexo de Metodología y Criterios de Transmisión Zonal.

Estas características de los consumos requieren una confiabilidad que permita abastecer la demanda ante fallas y mantenimientos de una instalación. Esto es coherente con los criterios de planificación N-1 y Potencia Firme en subestaciones.

El estándar de seguridad actual en esta zona no es coherente a estos requerimientos, lo cual se muestra en las siguientes tablas.

Tabla 4-14 Criterios de seguridad de líneas del Sistema Transmisión Zonal de Arica.

Línea	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
1x110 kV Parinacota – Quiani	N	N-1
1x110 kV Parinacota – Chinchorro	N	N-1
1x110 kV Parinacota – Est. Nº 6 - Quiani	N	N

Tabla 4-15 Criterios de seguridad de subestaciones primarias del Sistema Transmisión Zonal de Arica.

Subestación	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
S/E Chinchorro	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Pukará	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Quiani	Sin Potencia Firme	Sin Potencia Firme

Para dar solución a estos requerimientos se estudian 5 alternativas en esta zona, identificando ventajas y desventajas, y seleccionando aquella más factible y que entrega mayores beneficios en el largo plazo.

En todas estas alternativas, se considera como base el nuevo transformador propuesto en S/E Pukará en el Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, publicado en enero de 2021.

4.1.3.1.2.1 ALTERNATIVA 1

Como primera alternativa se analiza la solución más directa que consiste en utilizar al máximo las instalaciones existentes por medio de ampliaciones para otorgar respaldo de las líneas y transformadores.

Las obras correspondientes a esta alternativa se enlistan a continuación:

- Nuevo transformador 66/13,8 kV 30 MVA en S/E Chinchorro.
- Nueva barra 66 kV en S/E Chinchorro.
- Nuevo circuito línea 1x66 kV Parinacota – Chinchorro.
- Nuevo circuito línea 1x66 kV Parinacota – Pukará.

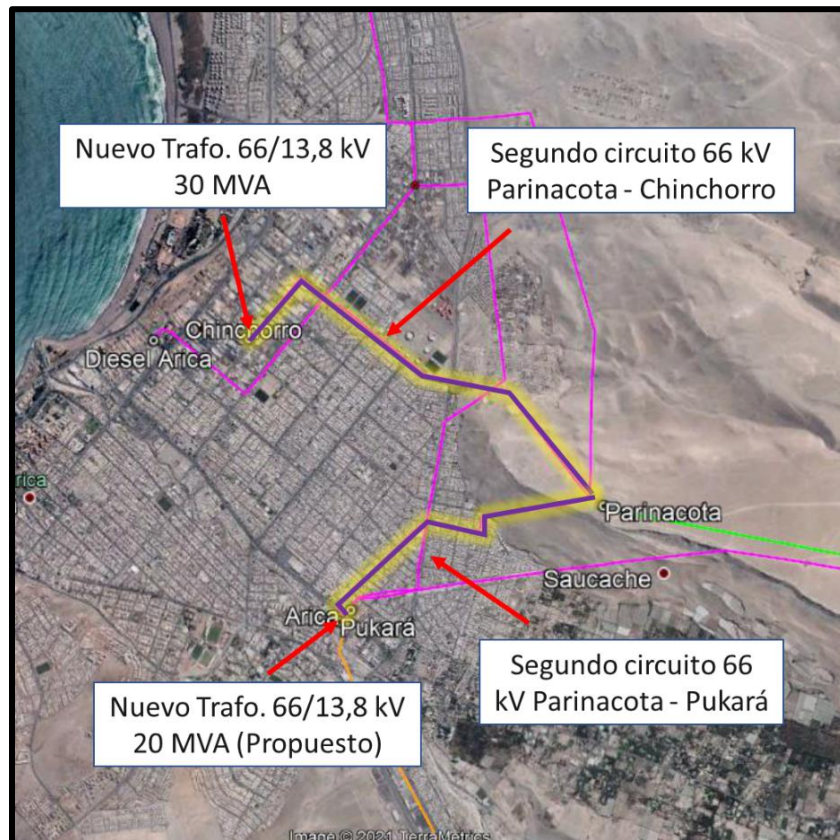


Figura 4-28 Alternativa 1 de solución en Zona Arica.

Esta alternativa requiere espacio para el nuevo transformador en S/E Chinchorro y para la nueva barra en 66 kV, pero según lo observado en los planos de planta y considerando el nuevo transformador de 16 MVA decretado, no se considera factible.

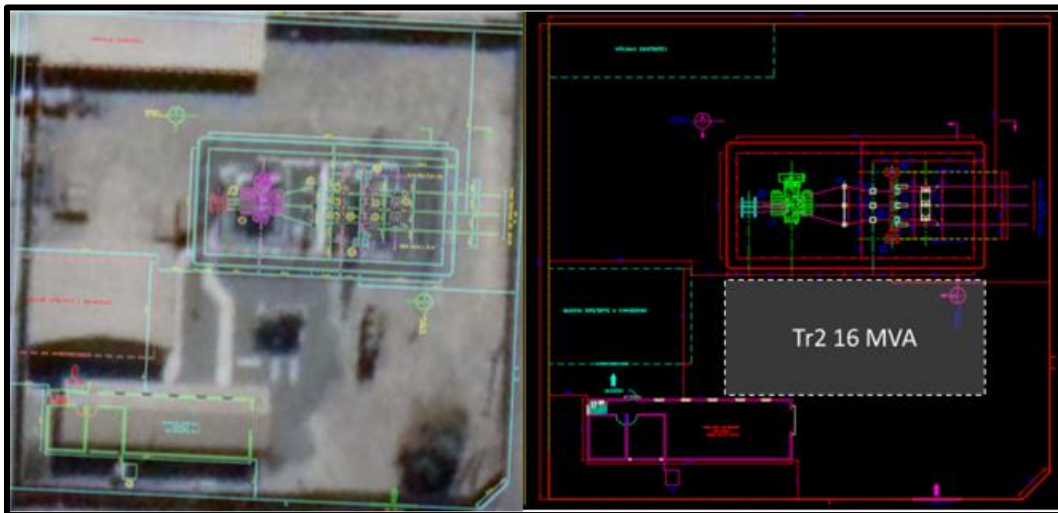


Figura 4-29 Disposición de Equipos en S/E Chinchorro.

Adicionalmente, las torres de las líneas existentes se encuentran en un área urbana dificultando cualquier obra de ampliación requerida.



Figura 4-30 Torres Línea 1x66 kV Parinacota – Chinchorro.

A continuación, se resumen las principales ventajas y desventajas de esta alternativa.

Ventajas

- Requiere solamente de un transformador en S/E Chinchorro adicional al ya propuesto en S/E Pukará en el Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, publicado en enero de 2021.
- No cambia la operación del sistema actual y no requiere reconfiguraciones en distribución.

Desventajas:

- Chinchorro no posee espacio suficiente para un transformador adicional y no posee actualmente una barra en 66 kV.
- Se requiere al menos 5,89 km de nuevos circuitos de línea en plena zona urbana.

- La solución en S/E Pukará asegura potencia firme solo hasta el 2030.
- Se requerirá una solución adicional en el largo plazo.

4.1.3.1.2.2 ALTERNATIVA 2

Como segunda alternativa se estudia la construcción de una nueva subestación seccionadora para ofrecer un nuevo punto de suministro con respaldo y la utilizando partes del sistema dedicado en la zona para el respaldo de líneas.

Las obras correspondientes a esta alternativa se enlistan a continuación:

- Nueva S/E Seccionadora Parinacota – Chinchorro y Arica – Tap-Off Quiani.
- 2 nuevos Transformadores en Nueva S/E Seccionadora 66/13,8 kV de 30 MVA.
- Nueva línea 1x66 kV Arica – Pukará de 0,11 km.
- Refuerzo de línea 1x66 kV Arica – Nueva S/E Seccionadora de 2,2 km.

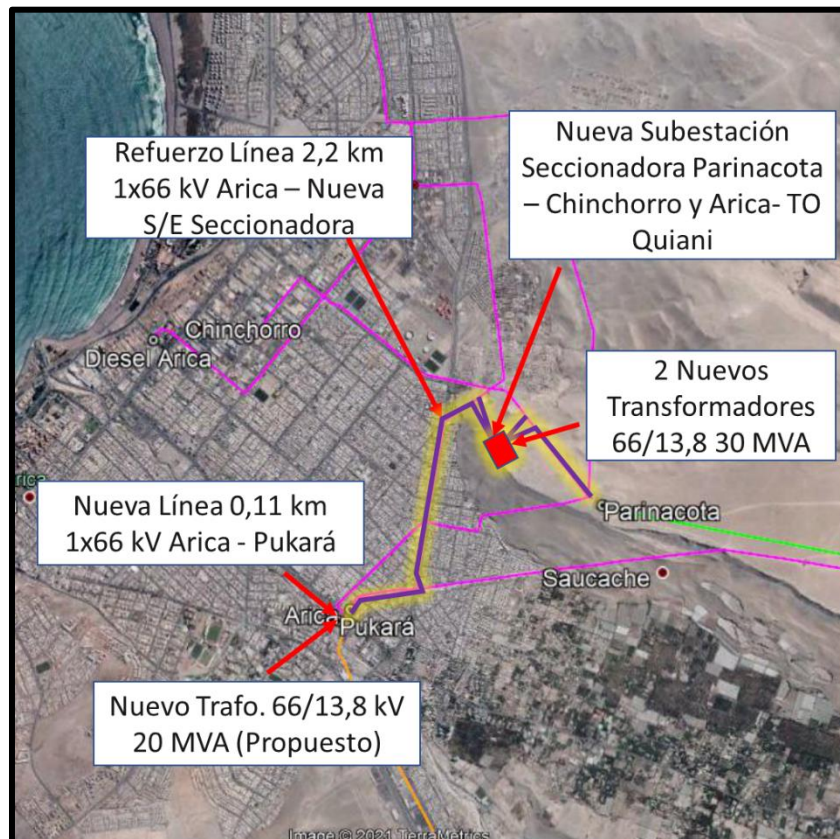


Figura 4-31 Alternativa 2 de solución en Zona Arica.

A continuación, se resumen las principales ventajas y desventajas de esta alternativa.

Ventajas:

- Esta solución resuelve problemas de suficiencia y seguridad en la zona hasta a lo menos el 2040.
- Otorga flexibilidad operativa al sistema zonal de 66 kV al permitir abastecer las SS/EE Chinchorro y Pukará en distintas configuraciones.
- La Nueva S/E Seccionadora permite dar respaldo completo por distribución a la S/E Chinchorro ante la contingencia de la línea Chinchorro – Nueva S/E Seccionadora hasta a lo menos el 2040.
- La Nueva S/E Seccionadora permite dar respaldo ante la pérdida del transformador de mayor capacidad de S/E Pukará a través de distribución hasta a lo menos el 2040.
- Solo requiere 0,11 km de líneas nuevas y 2,2 km de refuerzo de líneas áreas en zona periférica de la ciudad.
- Permite habilitar espacio para nuevos transformadores futuros en la zona de Arica.

Desventajas:

- Se requiere la construcción de una nueva subestación con 2 nuevos transformadores.
- Requiere configurar distribución de manera de permitir el respaldo de las SS/EE Chinchorro y Pukará desde la Nueva S/E Seccionadora.

4.1.3.1.2.3 ALTERNATIVA 3

Como tercera alternativa se estudia una opción similar a la alternativa 3, que considera la construcción de una nueva subestación seccionadora para ofrecer un nuevo punto de suministro con respaldo y la utilización de partes del sistema dedicado en la zona para el respaldo de líneas.

Las obras correspondientes a esta alternativa se enlistan a continuación:

- Nueva S/E Seccionadora Parinacota – Chinchorro.
- 2 nuevos Transformadores en Nueva S/E Seccionadora 66/13,8 kV de 30 MVA.
- Segundo circuito 66 kV Parinacota – Nueva Seccionadora de 1,12 km.
- Nueva línea 1x66 kV Arica – Pukará de 0,11 km.
- Seccionamiento de línea 1x66 kV Arica – Chapiquiña en S/E Parinacota.
- Refuerzo de línea 1x66 kV Arica – Parinacota de 2,08 km.

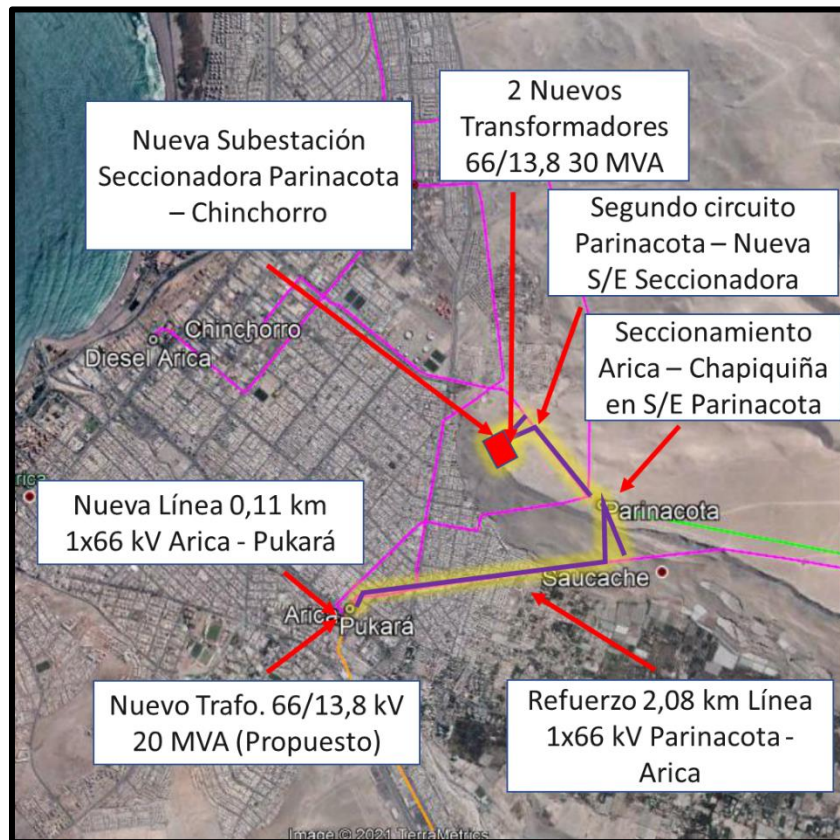


Figura 4-32 Alternativa 3 de solución en Zona Arica.

A continuación, se resumen las principales ventajas y desventajas de esta alternativa.

Ventajas

- Esta solución resuelve problemas de suficiencia y seguridad en la zona hasta a lo menos el 2040.
- Otorga flexibilidad operativa al sistema zonal de 66 kV al permitir abastecer las SS/EE Chinchorro y Pukará en distintas configuraciones.
- La Nueva S/E Seccionadora permite dar respaldo completo por distribución a la S/E Chinchorro ante la contingencia de la línea Chinchorro – Nueva S/E Seccionadora hasta a lo menos el 2040.
- La Nueva S/E Seccionadora permite dar respaldo ante la pérdida del transformador de mayor capacidad de S/E Pukará a través de distribución hasta a lo menos el 2040.
- Solo requiere 0,11 km de líneas nuevas y 2,2 km de refuerzo de líneas áreas en zona periférica de la ciudad.
- Permite habilitar espacio para nuevos transformadores futuros en la zona de Arica.

Desventajas:

- Se requiere la construcción de una nueva subestación con 2 nuevos transformadores.
- Requiere configurar distribución de manera de permitir el respaldo de las SS/EE Chinchorro y Pukará desde la Nueva S/E Seccionadora.

- Respecto de la alternativa 2, requiere la construcción de un nuevo circuito de 1,12 km.

4.1.3.1.2.4 ALTERNATIVA 4

Esta alternativa similar a la alternativa 1, utiliza líneas existentes del sistema dedicado en la zona para dar N-1 a las SS/EE Chinchorro y Pukará.

Las obras correspondientes a esta alternativa se enlistan a continuación:

- Nuevo transformador 66/13,8 kV 30 MVA en S/E Chinchorro.
- Nueva barra 66 kV en S/E Chinchorro.
- Seccionamiento de línea 1x66 kV Arica – Diesel Arica en S/E Chinchorro.
- Refuerzo de línea 1x66 kV Arica – Chinchorro de 6,5 km.
- Seccionamiento de línea 1x66 kV Arica – Chapiquiña en S/E Parinacota.
- Refuerzo de línea 1x66 kV Arica – Parinacota de 2,08 km.
- Nuevo circuito línea 1x66 kV Parinacota – Pukará.

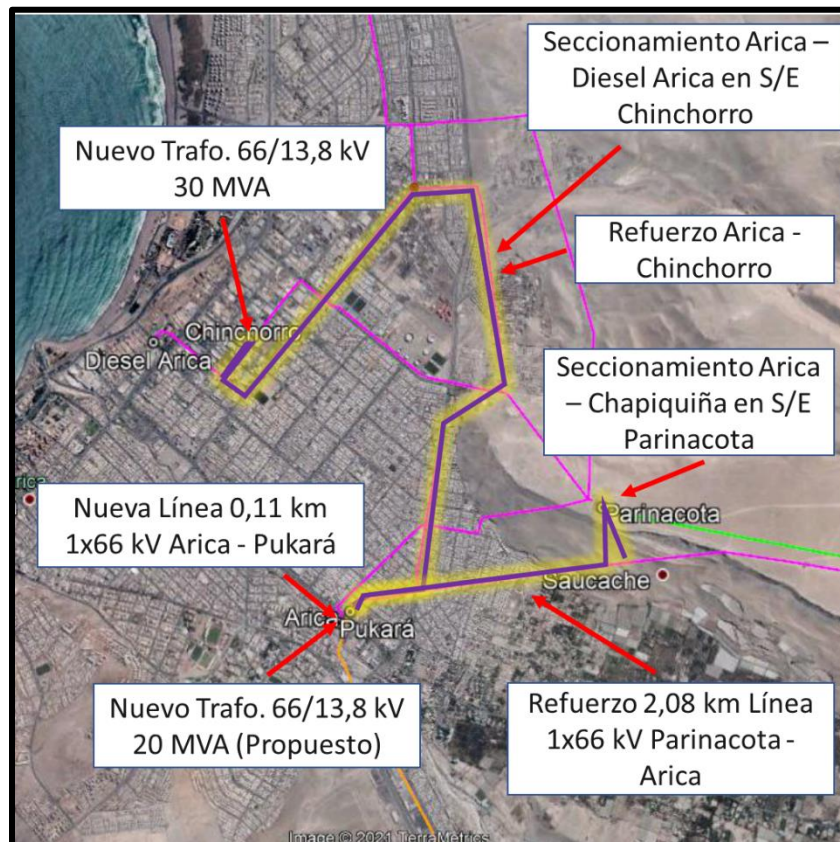


Figura 4-33 Alternativa 4 de solución en Zona Arica.

Esta alternativa requiere espacio para el nuevo transformador en S/E Chinchorro y para la nueva barra en 66 kV, sin embargo, según lo observado en los planos de planta y considerando el nuevo transformador de 16 MVA decretado, no se considera factible.

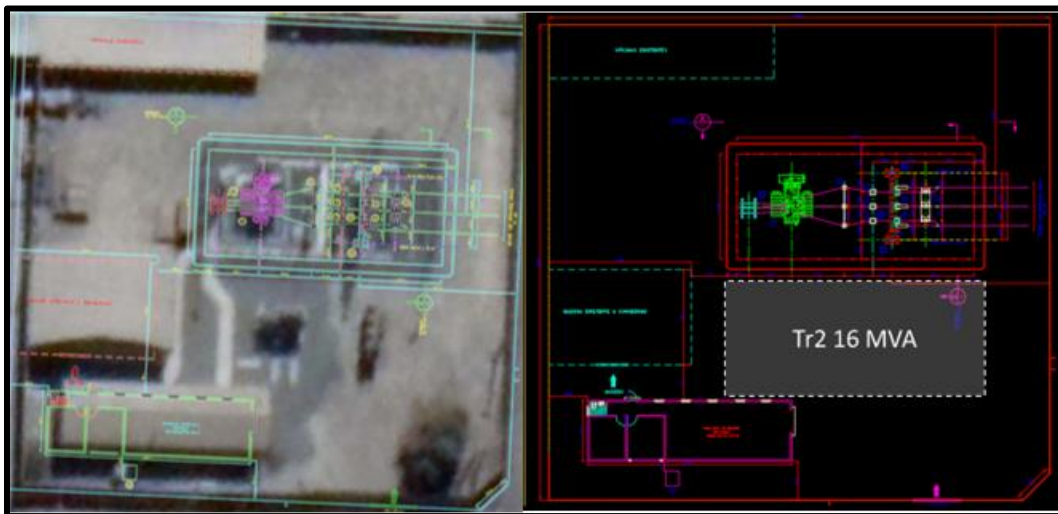


Figura 4-34 Disposición de Equipos en S/E Chinchorro.

Adicionalmente, las torres de las líneas existentes se encuentran en un área urbana dificultando cualquier obra de ampliación requerida.



Figura 4-35 Torres Línea 1x66 kV Parinacota – Chinchorro.

A continuación, se resumen las principales ventajas y desventajas de esta alternativa.

Ventajas

- Requiere solamente de un transformador adicional al ya propuesto en S/E Pukará en el Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, publicado en enero de 2021.
- No cambia la operación del sistema actual y no requiere reconfiguraciones en distribución.

Desventajas:

- Chinchorro no posee espacio suficiente para un transformador adicional y no posee actualmente una barra en 66 kV.
- Requiere al menos 6,5 km de refuerzos de línea en plena zona urbana.
- 0,7 km de líneas nuevas en zona urbana se requieren para seccionar la línea 1x66 kV Arica – Diesel Arica en S/E Chinchorro.
- La solución en S/E Pukará asegura potencia firme solo hasta el 2030.
- Se requerirá una solución adicional en el largo plazo.

4.1.3.1.3 PROPUESTA DE OBRAS

A partir del Diagnóstico de Seguridad se identifica la necesidad de obras que permitan cumplir con el criterio N-1 y Potencia Firme.

Dadas las condiciones de diseño actuales de las subestaciones en esta zona, se requieren intervenciones profundas para cumplir con los requerimientos de confiabilidad identificados. Es por esto por lo que se estudia la integración de obras en la zona de manera de dar solución de largo plazo a los problemas de seguridad.

De todas las alternativas estudiadas en el capítulo 4.1.3.1.2, la Alternativa 2 y 3 permiten dar solución a los requerimientos en el largo plazo, y dada las condiciones actuales del sistema, son las que presentan mayor factibilidad, ya que no requieren ampliar líneas o subestaciones en zonas altamente urbanas y con espacios reducidos.

Finalmente, se propone la Alternativa 2, ya que requiere menores intervenciones respecto de la Alternativa 3, que requiere al menos 1,12 km de tendido de un nuevo circuito, respecto de los 0,12 km refuerzo requeridos en la Alternativa 2.

Las capacidades requeridas de la nueva línea 1x66 kV Arica – Pukará y el refuerzo de la línea 1x66 kV Arica – Nueva Chinchorro, son de 85 y 55 MVA respectivamente, sin embargo, se considerará la capacidad de transformación proyectada al estado final de la S/E Nueva Chinchorro, que corresponde a 90 MVA con respaldo de 30 MVA, según el diseño de subestaciones de 66 kV en zonas de media densidad de demanda descrito en el Apéndice VII de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 del Coordinador titulado “Propuesta de Diseño Conceptual de SS/EE Zonales”⁶.

Las obras propuestas se enlistan a continuación y en la figura 4-36 se detalla el sistema proyectado.

- Nueva S/E Seccionadora Parinacota – Chinchorro y Arica – Tap-Off Quiani denominada S/E Nueva Chinchorro.
- 2 nuevos Transformadores en Nueva S/E Seccionadora 66/13,8 kV de 30 MVA.
- Nueva línea 1x66 kV Arica – Pukará de 0,11 km de al menos 90 MVA a 35°C con sol.

⁶<https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-de-expansion-de-transmision-del-sen-2021/propuesta-2021/anexos-2021/>

- Refuerzo de línea 1x66 kV Arica – Nueva Chinchorro de 2,2 km a al menos 90 MVA a 35° con sol.

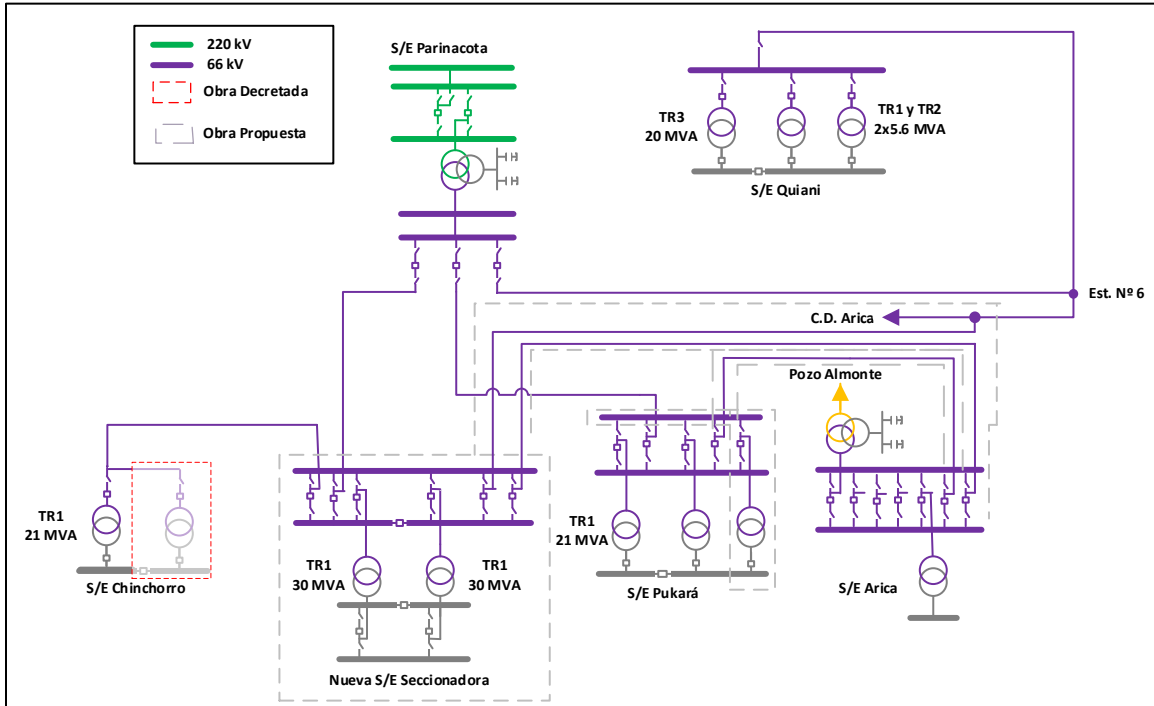


Figura 4-36 Diagrama Unilineal de obras propuestas para el Sistema Transmisión Zonal de Arica.

Se analizan las contingencias para verificar la continuidad de servicio en N-1 y que las tensiones estén dentro de los rangos aceptables. Se destaca que las cargabilidades de la línea 1x66 kV Parinacota – Nueva Chinchorro y 1x66 kV Arica - Pukará se consideran con 90 MVA en los cálculos presentados.

Se observa que las líneas 1x66 kV Parinacota – Chinchorro y 1x66 kV Parinacota – Pukará, requerirán refuerzos posteriores al 2036.

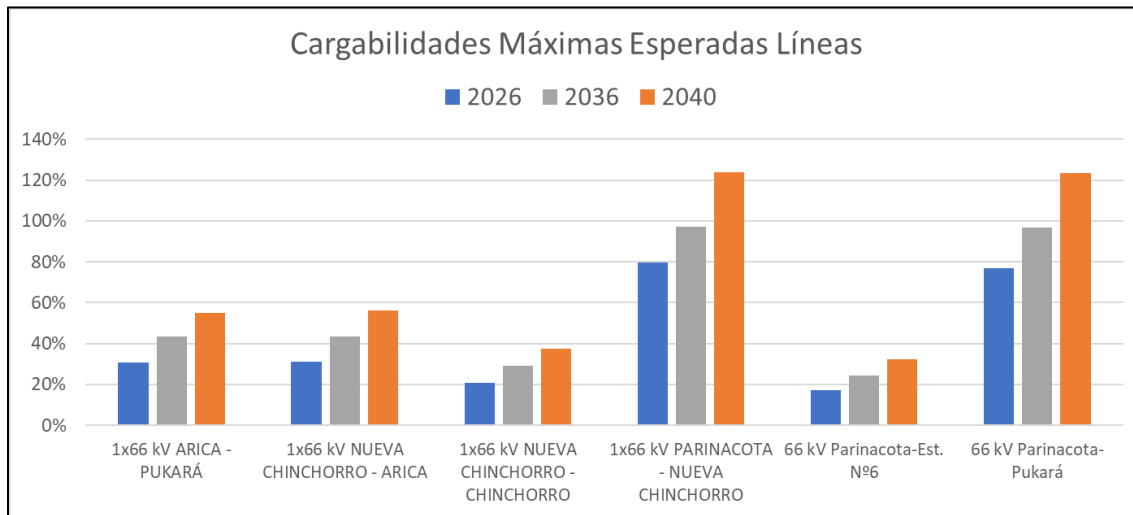


Figura 4-37 Cargabilidades Máximas Esperadas Sistema Zonal de Arica.

En la siguiente tabla se muestran las cargabilidades y tensiones en el año 2026 y 2040.

Tabla 4-16: Cargabilidades y tensiones del sistema de transmisión zonal de Arica, periodo 2026 – 2040.

Línea	Contingencia	2026			2040		
		Carga [%]	Corriente [kA]	Tensión [pu]	Carga [%]	Corriente [kA]	Tensión [pu]
1x66 kV Arica - Pukará	Ninguna	12%	0,091	1,028	28%	0,210	1,007
1x66 kV Nueva Chinchorro - Arica	Ninguna	15%	0,071	1,030	16%	0,079	1,009
1x66 kV Nueva Chinchorro - Chinchorro	Ninguna	21%	0,121	1,030	36%	0,213	1,009
1x66 kV Parinacota - Nueva Chinchorro	Ninguna	53%	0,312	1,032	87%	0,507	1,014
1x66 kV TAPOFF Quiani - Nueva Chinchorro	Ninguna	0%	0,001	1,030	0%	0,001	1,009
66 kV Parinacota-Est. N°6	Ninguna	17%	0,101	1,032	32%	0,188	1,014
66 kV Parinacota-Pukará	Ninguna	26%	0,152	1,032	38%	0,222	1,014
1x66 kV Arica - Pukará	Parinacota - Nueva Chinchorro	28%	0,206	1,023	38%	0,285	0,989
1x66 kV Nueva Chinchorro - Arica	Parinacota - Nueva Chinchorro	51%	0,245	1,017	92%	0,442	0,978

Línea	Contingencia	2026			2040		
		Carga [%]	Corriente [kA]	Tensión [pu]	Carga [%]	Corriente [kA]	Tensión [pu]
1x66 kV Nueva Chinchorro - Chinchorro	Parinacota - Nueva Chinchorro	21%	0,122	1,017	38%	0,220	0,978
1x66 kV Parinacota - Nueva Chinchorro	Parinacota - Nueva Chinchorro	0%	-	-	0%	-	-
1x66 kV TAPOFF Quiani - Nueva Chinchorro	Parinacota - Nueva Chinchorro	0%	0,001	1,017	0%	0,001	0,978
66 kV Parinacota-Est. N°6	Parinacota - Nueva Chinchorro	17%	0,101	1,035	32%	0,189	1,010
66 kV Parinacota-Pukará	Parinacota - Nueva Chinchorro	77%	0,449	1,035	124%	0,723	1,010
1x66 kV Arica - Pukará	Nueva Chinchorro - Chinchorro	12%	0,091	1,027	28%	0,211	1,005
1x66 kV NUEVA CHINCHORRO - ARICA	Nueva Chinchorro - Chinchorro	15%	0,071	1,029	16%	0,079	1,007
1x66 kV Nueva Chinchorro - Chinchorro	Nueva Chinchorro - Chinchorro	0%	-	-	0%	-	-
1x66 kV Parinacota - Nueva Chinchorro	Nueva Chinchorro - Chinchorro	53%	0,313	1,032	87%	0,510	1,011
1x66 kV TAPOFF Quiani - Nueva Chinchorro	Nueva Chinchorro - Chinchorro	0%	0,001	1,029	0%	0,001	1,007
66 kV Parinacota-Est. N°6	Nueva Chinchorro - Chinchorro	17%	0,101	1,032	32%	0,189	1,011
66 kV Parinacota-Pukará	Nueva Chinchorro - Chinchorro	26%	0,153	1,032	38%	0,223	1,011
1x66 kV Arica - Pukará	Parinacota - Pukará	32%	0,241	0,584	74%	0,435	1,000
1x66 kV Nueva Chinchorro - Arica	Parinacota - Pukará	47%	0,227	1,041	62%	0,296	1,008
1x66 kV Nueva Chinchorro - Chinchorro	Parinacota - Pukará	20%	0,119	1,041	36%	0,214	1,008

Línea	Contingencia	2026			2040		
		Carga [%]	Corriente [kA]	Tensión [pu]	Carga [%]	Corriente [kA]	Tensión [pu]
1x66 kV Parinacota - Nueva Chinchorro	Parinacota - Pukará	80%	0,466	1,045	124%	0,725	1,014
1x66 kV TAPOFF Quiani - Nueva Chinchorro	Parinacota - Pukará	0%	0,001	1,041	0%	0,001	1,008
66 kV Parinacota-Est. N°6	Parinacota - Pukará	17%	0,100	1,045	32%	0,188	1,014
66 kV Parinacota-Pukará	Parinacota - Pukará	0%	-	-	0%	-	-
1x66 kV Arica - Pukará	Arica - Nueva Chinchorro	3,6%	0,027	0,180	23%	0,134	1,004
1x66 kV Nueva Chinchorro - Arica	Arica - Nueva Chinchorro	0,0%	-	-	0%	-	-
1x66 kV Nueva Chinchorro - Chinchorro	Arica - Nueva Chinchorro	20,5%	0,120	1,033	36%	0,213	1,010
1x66 kV Parinacota - Nueva Chinchorro	Arica - Nueva Chinchorro	41,2%	0,241	1,035	73%	0,428	1,013
1x66 kV TAPOFF Quiani - Nueva Chinchorro	Arica - Nueva Chinchorro	0,3%	0,001	1,033	0%	0,001	1,010
66 kV Parinacota-Est. N°6	Arica - Nueva Chinchorro	17,2%	0,101	1,035	32%	0,188	1,013
66 kV Parinacota-Pukará	Arica - Nueva Chinchorro	36,7%	0,215	1,035	51%	0,301	1,013
1x66 kV Arica - Pukará	Arica - Pukará	0%	-	-	0%	-	-
1x66 kV Nueva Chinchorro - Arica	Arica - Pukará	4%	0,018	1,030	26%	0,127	1,006
1x66 kV Nueva Chinchorro - Chinchorro	Arica - Pukará	21%	0,121	1,030	37%	0,214	1,006
1x66 kV Parinacota - Nueva Chinchorro	Arica - Pukará	38%	0,224	1,032	53%	0,308	1,009
1x66 kV TAPOFF Quiani - Nueva Chinchorro	Arica - Pukará	0%	0,001	1,030	0%	0,001	1,006
66 kV Parinacota-Est. N°6	Arica - Pukará	17%	0,101	1,032	32%	0,189	1,009
66 kV Parinacota-Pukará	Arica - Pukará	41%	0,243	1,032	74%	0,436	1,009

4.1.3.2 NUEVAS SUBESTACIONES

4.1.3.2.1 SUBESTACIÓN NUEVA CHINCHORRO

La Subestación Nueva Chinchorro 66/13,8 kV se construirá en la Región de Tarapacá, en la comuna de Arica, se proyecta con un patio 66 kV en barra principal seccionada más barra de transferencia con una capacidad de barras de 150 MVA. Considera la conexión de dos transformadores de poder de 66/13,8 kV de 30 MVA cada uno.

Considera además un patio en 13,8 kV en configuración de barra principal con interruptor acoplador de barras para los paños de conexión de MT de los transformadores de poder, más barra de transferencia común con una capacidad de 100 MVA.

Se considera adicionalmente espacio con extensión de barras en el patio de 66 kV, para el seccionamiento de las líneas 1x66 kV Parinacota – Chinchorro y 1x66 kV Arica – Tap-Off Quiani, según se describe en el punto 4.1.3.1.3 del presente informe, y espacio adicional con terreno nivelado para la instalación futura de dos transformadores.

La siguiente figura muestra una vista con la ubicación georreferenciada estimada de la futura subestación Nueva Chinchorro, junto con los seccionamientos de líneas.



Figura 4-38 Emplazamiento S/E Nueva Chinchorro.

Esta subestación será abastecida por la línea 1x66 kV Parinacota – Nueva Chinchorro y 1x66 kV Arica – Nueva Chinchorro y se espera que se conecte con el sistema de distribución presente en la zona.

En el siguiente unilineal se muestra la configuración propuesta para esta subestación.

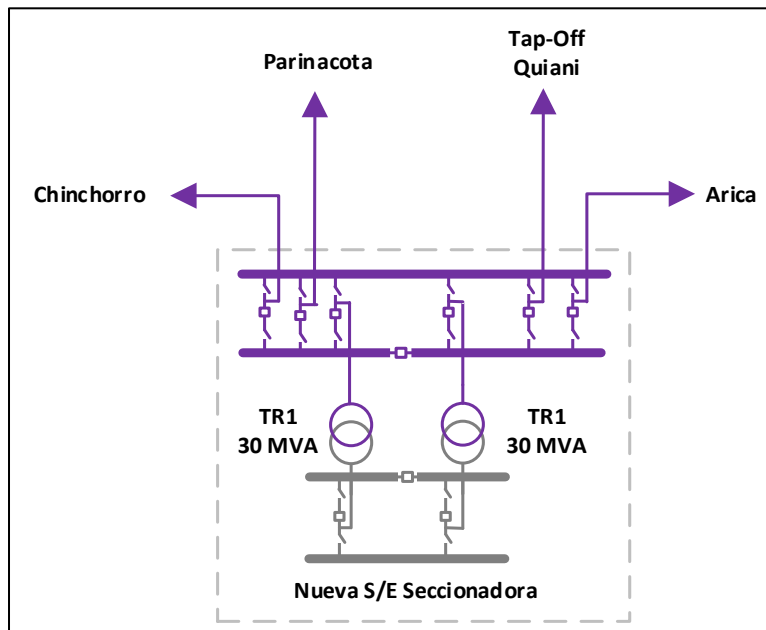


Figura 4-39 Diagrama Unilineal S/E Nueva Chinchorro.

Esta nueva subestación permitirá dar respaldo en transformación a toda la zona abastecida por S/E Chinchorro y S/E Pukará ante la falla de cualquier unidad de transformación por un periodo de a lo menos 20 años. Además, esta subestación será capaz de tomar toda la carga de S/E Chinchorro, ante la falla de la línea 1x66 kV Nueva Chinchorro – Chinchorro.

El diseño de esta subestación permitirá realizar los mantenimientos necesarios de manera de contar con respaldo suficiente para seguir abasteciendo la demanda.

En la siguiente figura se observa las cargabilidades esperadas de los transformadores de S/E Chinchorro y S/E Nueva Chinchorro en condición normal, destacando que existen 26 MVA de capacidad de transformación disponible en el 2040 en S/E Nueva Chinchorro para respaldar completamente a S/E Chinchorro ante falla de la línea 1x66 kV Nueva Chinchorro – Chinchorro y la carga equivalente del transformador de mayor capacidad en S/E Pukará.

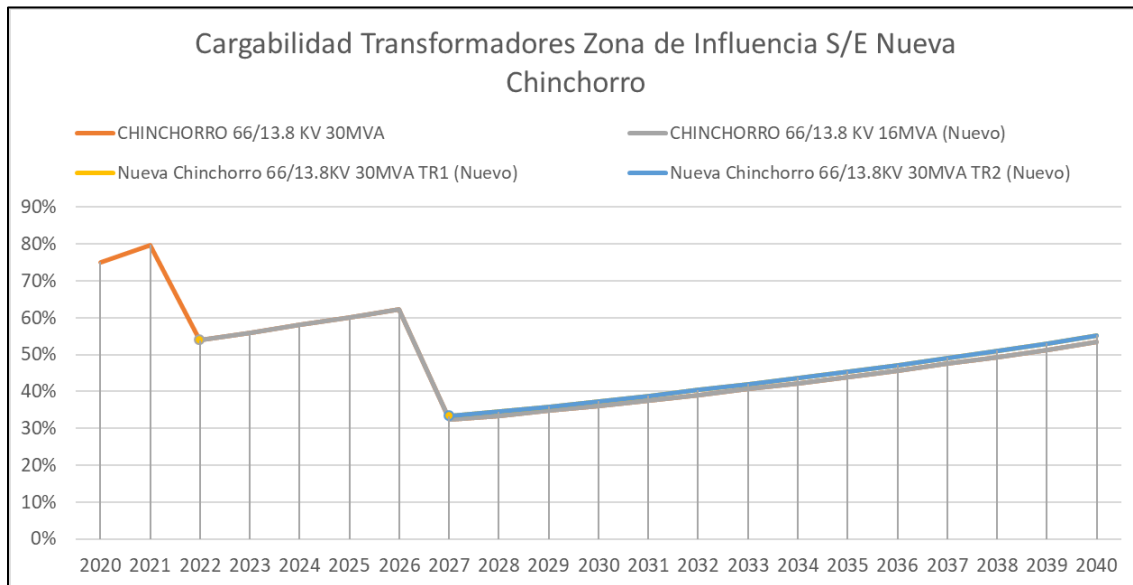


Figura 4-40 Cargabilidades proyectadas transformadores AT/MT en zona de influencia S/E Nueva Chinchorro

El proyecto propuesto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada S/E Nueva Chinchorro con dos transformadores 66/13,8 kV de 30 MVA, con CTBC's que soporten las variaciones de tensión en la zona y espacio con terreno nivelado para la instalación futura de dos nuevos transformadores con sus respectivos paños.

La nueva subestación tendrá configuración de barra seccionada más barras de transferencia en 66 kV, con una capacidad de 150 MVA y con paños para la conexión de los transformadores y los seccionamientos de las líneas 1x66 kV Parinacota – Chinchorro y 1x66 kV Arica – Tap-Off Quiani.

El patio de 13,8 kV tendrá configuración de barra principal con interruptor acoplador de barras para los paños de conexión de MT de los transformadores de poder, más barra de transferencia común con una capacidad de 100 MVA

Además, la subestación deberá tener espacio disponible nivelado para la instalación futura de dos nuevas unidades de transformación de igual características a las instaladas.

Lo anterior es parte del conjunto de obras Nueva Línea 66 kV Arica – Pukará, Subestación Nueva Chinchorro, y refuerzo de línea 1x66 kV Arica – Nueva Chinchorro, identificadas a partir del análisis presentado en el capítulo 4.1.3.1.3.

El costo estimado de la nueva subestación se presenta en la tabla 4-17.

Tabla 4-17. Valorización de la obra S/E Nueva Chinchorro.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	3.421
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	753

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
3	SUB TOTAL CONTRATO	4.174
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	709
5	COSTO TOTAL PROYECTO	4.883

4.1.3.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

4.1.3.3.1 NUEVA LÍNEA 1X66 KV ARICA – PUKARÁ

Las SS/EE Arica y Pukará se encuentran en la comuna de Arica, en la Región de Arica y Parinacota y están separadas por 0,11 km de distancia aproximadamente. La S/E Pukará por su parte posee una densidad media de demanda y clientes abastecidos requiriendo N-1 en líneas.

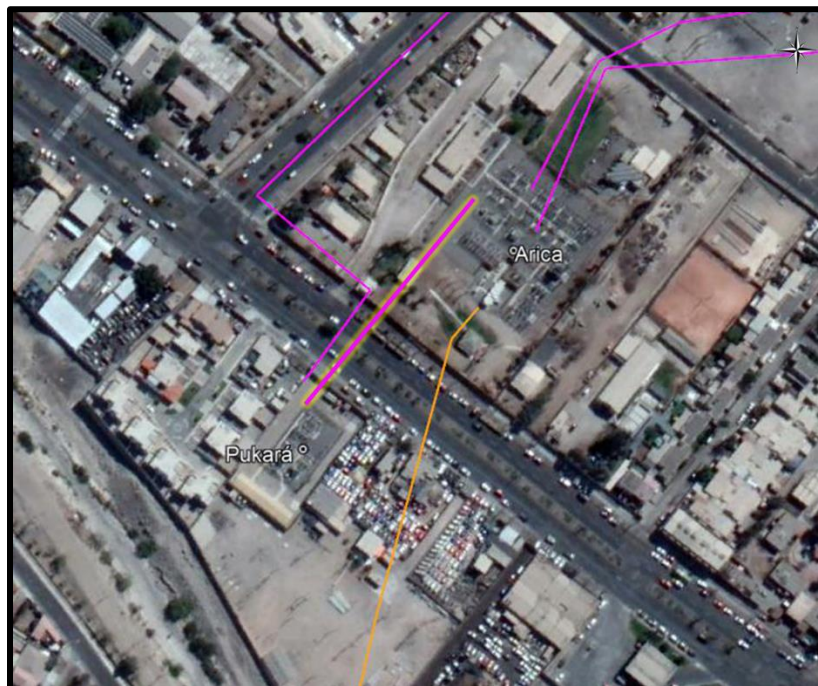


Figura 4-41 Emplazamiento Nueva Línea 1x66 kV Arica – Pukará.

Actualmente la S/E Pukará cuenta con dos transformadores 66/13,8 kV de 21 MVA, patio de 66 kV con configuración de barra simple, barra principal seccionada en 13,8 kV y alimentación radial desde S/E Parinacota. Se destaca la propuesta de un nuevo transformador 66/13,8 de 20 MVA en S/E Pukará incluido el Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, publicado en enero de 2021.

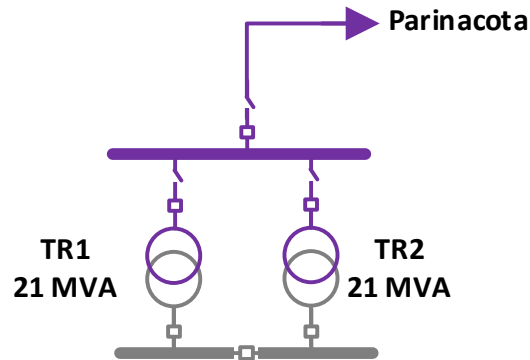


Figura 4-42 Diagrama Unilineal S/E Pukará.

Por su parte, la S/E Arica, cuenta con un patio de 110 kV con interruptor y desconectador y un transformador 110/66/13,8 kV de 30 MVA. El patio de 66 kV tiene configuración de barra simple más barra de transferencias y posee un transformador 66/13,8 kV de 12,5 MVA.

Ante la contingencia de la línea 1x66 kV Parinacota – Pukará, se desprende la totalidad de la demanda de S/E Pukará, la cual, según registros, en la actualidad es respaldada en parte por subestaciones aledañas a través de distribución, lo cual será imposible considerando los aumentos de demanda en el mediano plazo.

Lo anterior también ocurre para S/E Chinchorro, ante la contingencia de la línea 1x66 kV Parinacota – Chinchorro, la que además no posee barra en alta tensión ni espacios disponibles para ampliaciones de capacidad ante aumentos de demanda futuros.

El proyecto consiste en la construcción de la nueva línea 1x66 kV Arica – Pukará de 0,11 km con una capacidad de al menos 90 MVA a 35°C con sol que interconecte las SS/EE Arica y Pukará y permita dar abasteciendo a las SS/EE Pukará y Chinchorro, ante la contingencia simple de sus líneas provenientes de S/E Parinacota.

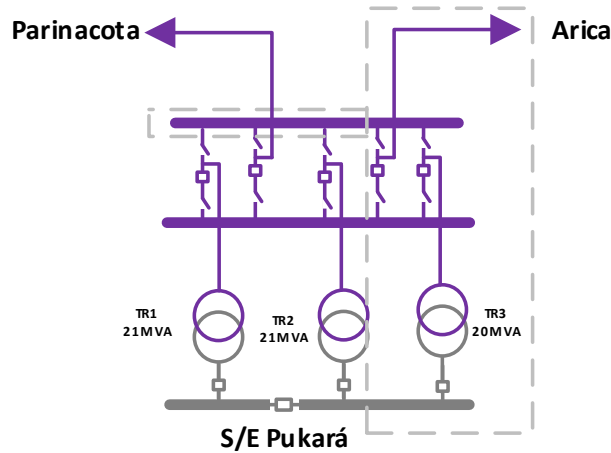


Figura 4-43 Diagrama Unilineal Obras Propuestas en S/E Pukará.

El objetivo principal de esta línea es evitar el desprendimiento de carga en las subestaciones de densidad media en la zona de Arica ante contingencias simples de la línea 1x66 kV Parinacota – Pukará y la línea 1x66 kV Parinacota – Nueva Chinchorro que corresponde a la línea 1x66 kV Parinacota – Chinchorro al considerar el seccionamiento en la Nueva S/E Nueva Chinchorro descrita en el capítulo 4.1.3.1.3.

La cargabilidad de la línea propuesta se resume en la Figura 4-44 considerando las cargabilidades máximas previstas para las distintas contingencias analizadas en el capítulo 4.1.3.1.3, destacando que el aumento de capacidad de la nueva línea 1x66 kV Arica – Pukará considera el estado final de la capacidad de transformación proyectada de S/E Nueva Chinchorro, correspondiente a 90 MVA con respaldo de 30 MVA, y que esta se mantendrá bajo un 60% de su capacidad hasta a lo menos el 2040.

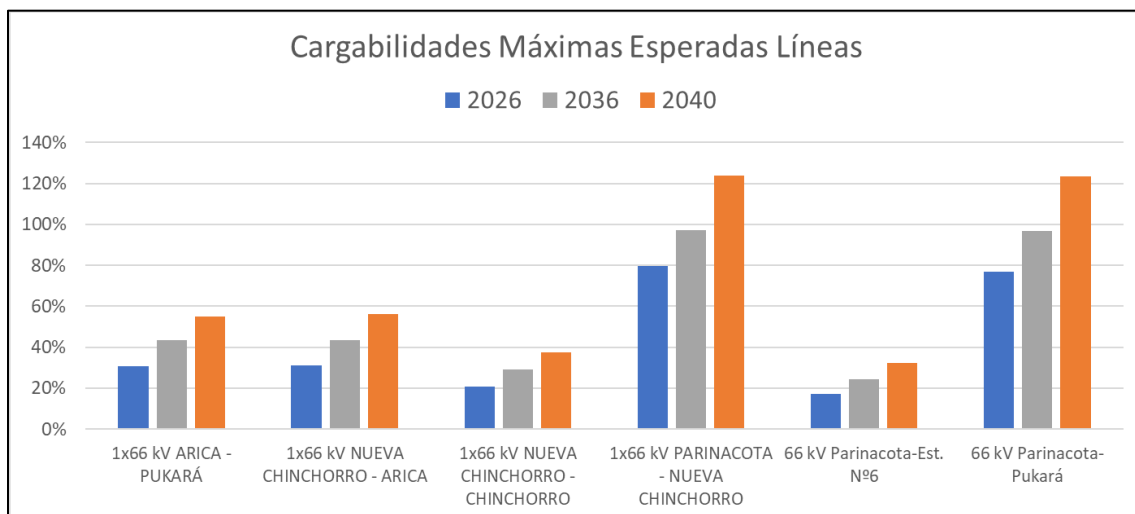


Figura 4-44 Cargabilidades Máximas Esperadas Sistema Zonal de Arica.

El proyecto propuesto consiste en la construcción de nueva línea 1x66 kV Arica – Pukará de 0,11 km con una capacidad de al menos 90 MVA a 35°C con sol.

Lo anterior es parte del conjunto de obras Nueva Línea 66 kV Arica – Pukará, Subestación Nueva Chinchorro, y refuerzo de línea 1x66 kV Arica – Nueva Chinchorro, identificadas a partir del análisis presentado en el capítulo 4.1.3.1.3.

El costo estimado de proyecto se presenta en la tabla 4-18.

Tabla 4-18. Valorización de la obra Nueva Línea 1x66 kV Arica – Pukará.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	1.664
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	366
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.030
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	345
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.375

4.1.3.3.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV ARICA – NUEVA CHINCHORRO

Las SS/EE Arica y Nueva Chinchorro se encuentran en la comuna de Arica, en la Región de Arica y Parinacota y están separadas por 2,2 km de distancia aproximadamente.



Figura 4-45 Emplazamiento Línea 1x66 kV Arica – Nueva Chinchorro.

Actualmente, ante la contingencia de la línea 1x66 kV Parinacota – Pukará, se desprende la totalidad de la demanda de S/E Pukará, la cual, según registros, en la actualidad es respaldada en parte por subestaciones aledañas a través de distribución, lo cual será imposible considerando los aumentos de demanda del mediano plazo.

Lo anterior también ocurre para S/E Chinchorro, ante la contingencia de la línea 1x66 kV Parinacota – Chinchorro, la que además no posee barra en alta tensión ni espacios disponibles para ampliaciones de capacidad ante aumentos de demanda futuros.

Por su parte, la línea 1x66 kV Arica – Tap-Off Quiani posee una capacidad de 22 MVA a 35°C con sol, y se estiman sobrecargas al considerar el seccionamiento en S/E Nueva Chinchorro y las contingencias de las líneas 1x66 kV Parinacota – Nueva Chinchorro o 1x66 kV Parinacota – Pukará.

El objetivo principal de esta ampliación de línea es evitar el desprendimiento de carga en las subestaciones de densidad media en la zona de Arica ante contingencias simples de la línea 1x66 kV Parinacota – Pukará y la línea 1x66 kV Parinacota – Nueva Chinchorro que corresponde a la línea 1x66 kV Parinacota – Chinchorro al considerar el seccionamiento en la Nueva S/E Nueva Chinchorro descrita en el capítulo 4.1.3.1.3.

La cargabilidad de las líneas propuestas se resume en la figura 4-46 considerando las cargabilidades máximas previstas para las distintas contingencias analizadas en el capítulo 4.1.3.1.3, destacando que el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Arica – Nueva Chinchorro considera el estado final de la capacidad de transformación proyectada de S/E Nueva Chinchorro, correspondiente a 90 MVA

con respaldo de 30 MVA, y que esta se mantendrá bajo un 60% de su capacidad hasta a lo menos el 2040.

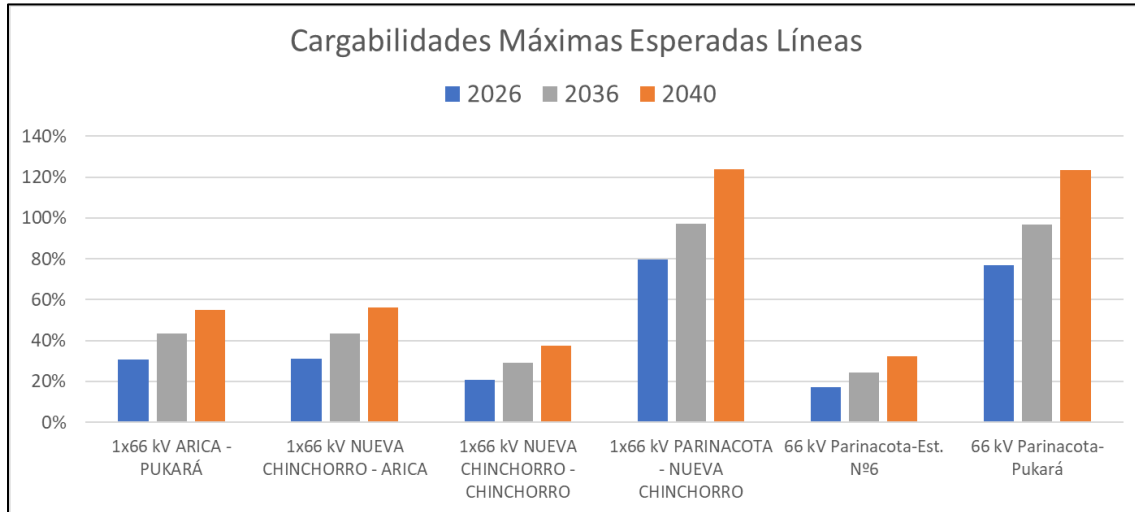


Figura 4-46 Cargabilidades Máximas Esperadas Sistema Zonal de Arica.

El proyecto propuesto consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Arica – Nueva Chinchorro de 2,2 km con una capacidad de al menos 90 MVA a 35°C con sol.

Lo anterior es parte del conjunto de obras Nueva Línea 66 kV Arica – Pukará, Subestación Nueva Chinchorro, y refuerzo de línea 1x66 kV Arica – Nueva Chinchorro, identificadas a partir del análisis presentado en el capítulo 4.1.3.1.3.

El costo estimado de proyecto se presenta en la tabla 4-19.

Tabla 4-19. Valorización de la obra Nueva Línea 1x66 kV Arica – Pukará.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	185
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	41
3	SUB TOTAL CONTRATO	226
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	39
5	COSTO TOTAL PROYECTO	265

4.2 ZONA QUINTA

4.2.1 EFECTO EN LOS SISTEMAS ZONALES DE LA SALIDA DE CENTRALES A CARBON.

En esta sección se analiza el impacto en la red de transmisión zonal de la Quinta Región Costa, en términos de suficiencia y seguridad, del proceso de descarbonización nacional. Este análisis corresponde a un escenario que considera la salida acelerada de las centrales a carbón de la Zona Quinta, a comienzo del año 2026. La Tabla 4-20 muestra las condiciones analizadas para el año 2026.

Tabla 4-20. Definición de escenario base y contingencias - zona quinta año 2026

Escenario base 2026	Contingencias 2026
Operación Normal	1. Salida de un circuito Ltx 2x110 kV Agua Santa – Miraflores 2. Salida de un circuito Ltx 2x110 kV San Pedro – Miraflores 3. Salida de un circuito Ltx 2x110 kV Quillota – San Pedro. 4. Salida transformador 220/110 kV 300 MVA S/E Ventanas 5. Salida de un transformador 220/110 kV S/E Quillota.

A continuación se presenta la Tabla 4-21, la cual muestra los niveles de cargabilidad del sistema en estudio, teniendo en cuenta el escenario base y las contingencias definidas en la Tabla 4-20. Los resultados corresponden a la máxima exigencia del sistema Quinta Región Costa, considerando la proyección de la demanda para el periodo invierno noche. Se debe indicar que los análisis incluyen tanto las obras nuevas, como las obras de ampliación que han sido definidas en los procesos de expansión de la CNE para esta zona desde el año 2017 a 2020.

Tabla 4-21. Resultados para líneas - sensibilidad plan de descarbonización zona quinta - año 2026

Líneas Zona Quinta	Cap. [A]	Esc. Base	C1	C2	C3	C4	C5
220 kV C1 NUEVA VENTANAS - NOGALES	1,79	10%	10%	10%	10%	0%	11%
220 kV C2 NUEVA VENTANAS - NOGALES	1,79	10%	10%	10%	10%	0%	11%
220 kV SAN LUIS - AGUA SANTA	0,79	16%	18%	17%	19%	24%	18%
220 kV SAN LUIS - AGUA SANTA	0,79	16%	18%	17%	19%	24%	18%
110 kV C1 AGUA SANTA - TAP PLACERES	0,75	15%	22%	14%	22%	19%	14%
110 kV C2 AGUA SANTA - TAP PLACERES	0,75	15%	22%	14%	22%	19%	14%
110 kV C4 AGUA SANTA - MIRAFLORES	0,75	65%	0%	70%	67%	86%	71%
110 kV C3 AGUA SANTA - MIRAFLORES	0,75	65%	130%	70%	67%	86%	71%

Líneas Zona Quinta	Cap. [A]	Esc. Base	C1	C2	C3	C4	C5
110 KV C1 MIRAFLORES - TAP ACHUPALLAS	0,46	6%	8%	0%	7%	10%	12%
110 KV C1 Tap Achupallas - Tap Quilpué	0,46	6%	8%	0%	8%	11%	12%
110 KV C1 Tap Quilpué - Tap San Pedro	0,46	19%	48%	0%	45%	50%	33%
110 KV C2 MIRAFLORES - Tap Achupallas	0,46	35%	32%	66%	34%	32%	40%
110KV C2 TAP QUILPUE - PEÑABLANCA	0,46	1%	2%	11%	1%	3%	6%
110KV C2 PEÑABLANCA - SAN PEDRO	0,46	49%	52%	61%	51%	54%	45%
110KV C1 SAN PEDRO - QUILLOTA	1,40	30%	31%	28%	59%	41%	21%
110KV C2 SAN PEDRO - QUILLOTA	1,40	30%	31%	28%	0%	41%	21%
110KV C1 TORQUEMADA - MIRAFLORES	0,83	15%	16%	12%	17%	35%	16%
110KV C2 TORQUEMADA - MIRAFLORES	0,83	15%	16%	12%	17%	35%	16%
110 KV C2 Ventanas - Desalinizadora	0,83	39%	43%	42%	43%	25%	38%
110 KV C2 Desalinizadora - Torquemada	0,83	19%	23%	22%	22%	4%	18%
110 KV C1 Ventanas - Torquemada	0,83	23%	28%	27%	27%	9%	22%
110KV C1 ESPERANZA - LAS VEGAS	0,97	39%	40%	37%	40%	47%	42%
110KV C2 ESPERANZA - LAS VEGAS	0,97	39%	40%	37%	40%	47%	42%

Es importante mencionar que las contingencias realizadas, siempre mantienen el enmallamiento en el abastecimiento de la Zona Quinta, es decir, se mantienen vinculados los aportes desde las subestaciones 220 kV Ventanas, 220 kV Quillota, 220 kV Agua Santa, 220 kV La Pólvora y 220 kV Río Aconcagua hacia esta zona.

De la Tabla 4-21 se aprecia que sólo la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores presenta una condición de sobrecarga frente a la salida de un circuito de esta línea. Al respecto, se debe indicar que la sobrecarga del 30% de la capacidad nominal de la línea está presente para una temperatura ambiente de 25°C condición noche, lo cual otorga un grado de flexibilidad, considerando que la demanda alta en invierno se alcanza entre las 20 horas a 22 horas. Se debe indicar que la restricción informada por la empresa que opera esta instalación, en la plataforma Infotécnica del Coordinador, se produce por la capacidad de los TT/CC ubicados en los extremos de la línea posicionados en la S/E Miraflores, los cuales tienen una razón: $(400-800/5)/1000$ y $(800/5)/100$.

El análisis de sensibilidad también considera los niveles de cargabilidad de los transformadores AT/AT de esta zona. A continuación, Tabla 4-22 presenta los niveles de cargabilidad de los transformadores AT/AT de la zona, considerando el escenario base y las contingencias definidas en la Tabla 4-20. Los resultados corresponden a la máxima exigencia del sistema Quinta Región Costa, siendo esta la proyección de la demanda para el periodo invierno noche.

Tabla 4-22. Resultados para transformadores - sensibilidad plan de descarbonización zona quinta - año 2026

Transformadores	Esc. Normal	C1	C2	C3	C4	C5
Agua Santa 220/110/60 kV TR1	43%	47%	45%	47%	55%	46%
Agua Santa 220/110/60 kV TR2	43%	47%	45%	47%	55%	46%
La Pólvora 220/110/23 kV TR1	41%	47%	42%	47%	53%	43%

Transformadores	Esc. Normal	C1	C2	C3	C4	C5
Quillota 150 MVA 220/115/13.8 kV TR5	51%	54%	48%	51%	69%	0%
Quillota 150 MVA 220/115/13.8 kV TR4	47%	49%	44%	47%	64%	61%
Quillota 220/115 kV-75 MVA TR1	46%	48%	43%	46%	63%	60%
Ventanas 220/110/12kV_300MVA TR1	45%	48%	44%	48%	0%	49%

De la Tabla 4-22 se debe indicar que la salida del transformador 220/110 kV – 300 MVA de S/E Ventanas no ocasiona una condición de riesgo operacional para la zona, así como tampoco la salida de un transformador 220/110 kV – 150 MVA en la S/E Quillota. Con el objeto de verificar el cumplimiento de la severidad 8 en S/E Quillota durante los 365 días del año, se procede a mostrar la curva de carga asociada a los tres transformadores 220/110 kV de esta instalación.

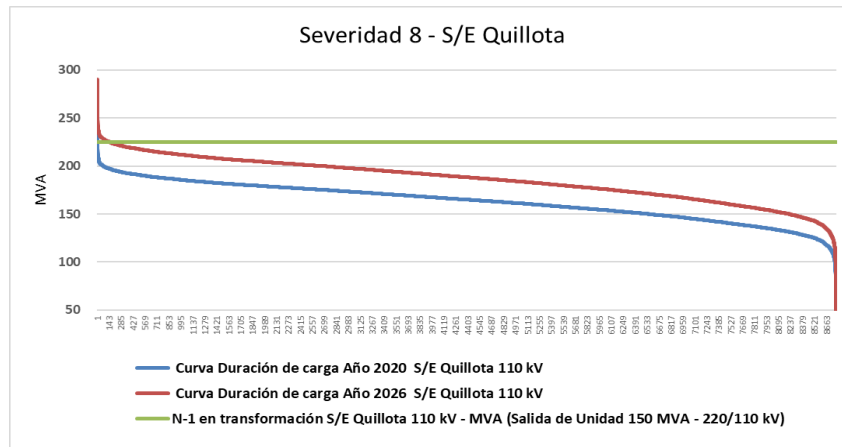


Figura 4-47. Análisis Severidad 8. S/E Quillota.

En la Figura 4-47 podemos observar que la salida intempestiva de uno de los dos transformadores 220/110 kV – 150 MVA de la S/E Quillota, no ocasiona una condición de riesgo en la suficiencia de los otros transformadores de esta instalación.

Nuevamente indicar, que los resultados mostrados en la Tabla 4-22 y Figura 4-47, consideran el enmallamiento en el abastecimiento de la zona quinta. En el caso que se pierda este enmallamiento y se deba radializar el suministro de esta zona, la redistribución de flujos puede ocasionar una sobrecarga en la transformación de S/E Quillota.

Debido a lo anterior y con el objeto de evitar maniobras operacionales frente a contingencias en la zona quinta costa, es que este Coordinador propone de manera preliminar el cambio de los TT/CC de la línea 2x110 kV Agua Santa -Miraflores, con el objeto de levantar la restricción de capacidad de esta línea. La condición de preliminar se debe a que es necesario revisar junto al departamento de Ingeniería del Coordinador y al operador de esta instalación, la factibilidad de operar esta línea a la capacidad nominal de su conductor ACAR 1400 MCM.

Hay que mencionar que en el caso que solo se deba reemplazar los TT/CC de esta línea, se propone que este cambio se realice bajo el esquema de modificación no relevante debido a la envergadura de la obra.

4.2.1.1 PROYECTO REEMPLAZO DE TT/CC LÍNEA 2X110 KV AGUA SANTA- MIRAFLORES EN S/E MIRAFLORES (PRELIMINAR).

De acuerdo con lo indicado en la sección 4.2.1 y con el objetivo de mantener el enmallamiento en el abastecimiento de la Zona Quinta, se propone el reemplazo de los equipos TT/CC de la línea 2x110 kV Agua Santa – Miraflores en su extremo Miraflores.

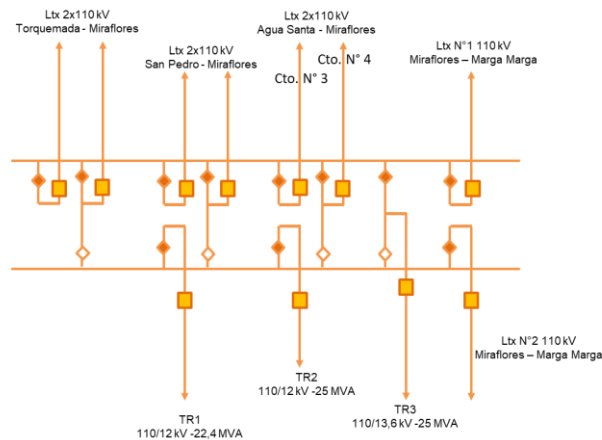


Figura 4-48. S/E 110 kV Miraflores. Circuitos N°3 y N°4 Ltx 2x110 kV Agua Santa – Miraflores.

El proyecto consiste en el reemplazo de los TT/CC asociados a los circuitos N°3 y N°4 de esta línea de razón $(400-800/5)/1000$ y $(800/5)/100$, por equipos de capacidad $(1200/1600)/100$.

La Tabla 4-23 muestra la valorización de este proyecto.

Tabla 4-23. Valorización Reemplazo TT/CC línea 2x110 kV Agua Santa – Miraflores lado S/E Miraflores.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL [miles de USD]
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	334
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	53
3	SUB TOTAL CONTRATO	387
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	39
5	COSTO TOTAL PROYECTO	449

4.3 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

4.3.1 ANÁLISIS SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En esta sección se presenta el análisis preliminar de tres proyectos, cuyo interés surge debido a su potencial como obras complementarias para la adecuación del sistema de transmisión circundante a la Subestación 500/220 kV Lo Aguirre, ante la puesta en servicio del proyecto “NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE” contenida en el Decreto Exento N°231/2019, modificado por los Decretos Exentos N° 163/2020 y N° 83/2021 (cuya fecha estimada de entrada a operación es enero 2029).

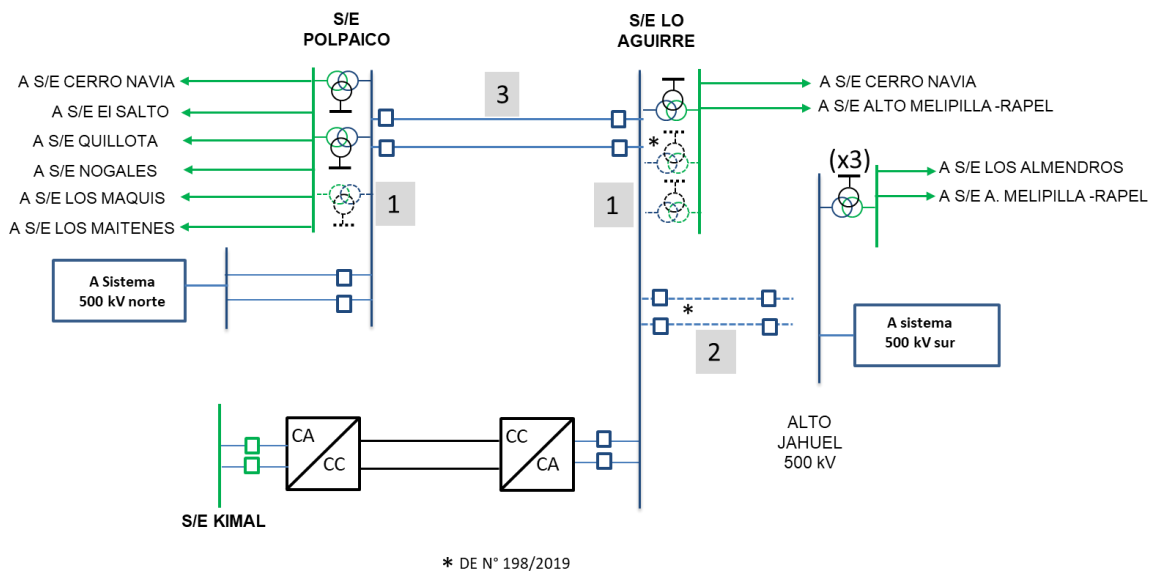


Figura 4-49. Esquema Zona Circundante S/E LO AGUIRRE – LLEGADA HVDC.

En la Figura 4-49 podemos ver la zona circundante a la S/E Lo Aguirre y más la respectiva llegada del sistema HVDC a esta subestación. Los análisis preliminares se focalizan en los siguientes proyectos específicos:

1. Tercer transformador en SS/EE Lo Aguirre y Polpaico
2. Tendido de tercer circuito 500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel
3. Ampliación de Capacidad línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre

4.3.1.1.1 TERCER TRANSFORMADOR 500/220 KV – 750 MVA EN SS/EE POLPAICO Y LO AGUIRRE

Los análisis se realizan considerando la proyección de demanda al año 2029 y un escenario de alta transferencia de energía sentido norte sur. Se definen los siguientes escenarios para los análisis:

- Escenario 1: Alta transferencia desde el norte. 3000 MW en S/E Lo Aguirre por HVDC. 2 transformadores 500/220 kV – 750 MVA operando en SS/EE Lo Aguirre y Polpaico. Año 2029.

- Escenario 2: Alta transferencia desde el norte. 2500 MW en S/E Lo Aguirre por HVDC. 2 transformadores 500/220 kV – 750 MVA operando en SS/EE Lo Aguirre y Polpaico. Año 2029.
- Escenario 3: Alta transferencia desde el norte. 3000 MW en S/E Lo Aguirre por HVDC. Severidad 8 en S/E Lo Aguirre. Año 2029.
- Escenario 4: Alta transferencia desde el norte. 2500 MW en S/E Lo Aguirre por HVDC. Severidad 8 en S/E Lo Aguirre. Año 2029.
- Escenario 5: Alta transferencia desde el norte. 3000 MW en S/E Lo Aguirre por HVDC. Severidad 8 en S/E Polpaico. Año 2029.
- Escenario 6: Alta transferencia desde el norte. 2500 MW en S/E Lo Aguirre por HVDC. Severidad 8 en S/E Polpaico. Año 2029.
- Escenario 7: Alta transferencia desde el norte. 3000 MW en S/E Lo Aguirre por HVDC. 3 transformadores 500/220 kV – 750 MVA operando al año 2029 en SS/EE Lo Aguirre y Polpaico.
- Escenario 8: Alta transferencia desde el norte. 2500 MW en S/E Lo Aguirre por HVDC. 3 transformadores 500/220 kV – 750 MVA operando al año 2029 en SS/EE Lo Aguirre y Polpaico.

La Tabla 4-24 muestra los resultados obtenidos en los escenarios anteriormente descritos para las SS/EE Lo Aguirre y Polpaico.

Tabla 4-24. Aplicación Severidad 8 en SS/EE Lo Aguirre y Polpaico.

Transformadores	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6	Esc. 7	Esc. 8	Esc. 9
Lo Aguirre 500/220/60 kV TR1	80%	78%	110%	107%	88%	86%	60%	76%	63%
Lo Aguirre 500/220/60 kV TR2*	80%	78%	0%	0%	88%	86%	60%	76%	63%
Lo Aguirre 500/220/60 kV TR3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	60%	0%	63%
Polpaico 500/220/60 kV TR1	65%	64%	74%	72%	94%	92%	46%	50%	59%
Polpaico 500/220/60 kV TR2	65%	64%	74%	72%	0%	0%	46%	50%	59%
Polpaico 500/220/60 kV TR3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	46%	50%	0%

*Decreto Exento N°198/2019

Los resultados muestran que las Subestaciones Polpaico y Lo Aguirre pueden operar con dos transformadores 500/220 kV – 750 MVA al año 2029, cumpliendo la exigencia de severidad 8 aplicada a subestaciones. Tal como se menciona al inicio de esta sección, los resultados son preliminares, por lo que estos proyectos se volverán a evaluar en la propuesta de expansión 2022 del Coordinador, considerando adicionalmente que la S/E Lo Aguirre se transforma en un punto

fundamental para el sistema de transmisión, al ser la llegada del sistema HVDC desde el norte del país, por lo que su diseño también debe considerar la resiliencia ante de eventos de alto impacto y baja probabilidad.

4.3.1.1.2 TENDIDO TERCER CIRCUITO 500 KV LO AGUIRRE – ALTO JAHUEL

Los análisis se realizan considerando la proyección de demanda al año 2029 y considerando un escenario de alta transferencia de energía sentido norte sur (2900 MW por HVDC llegando a S/E Lo Aguirre). Hay que indicar que la línea 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel al año 2029 debe contar con la ampliación de su capacidad definida en el Decreto Exento N° 198/2019, correspondiente a una capacidad de transporte de, al menos 3.000 MVA por circuito a 35°C con sol. La Tabla 4-25 muestra los resultados obtenidos de los análisis para esta línea.

Tabla 4-25. Análisis cargabilidad Ltx 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel.

Línea 500 kV	Operación Normal	N-1
Lo Aguirre – Alto Jahuel cto 1	30%	0%
Lo Aguirre – Alto Jahuel cto 2	30%	57%

La Tabla 4-25 muestra que esta línea cumple para el escenario definido, con las exigencias de la actual NTSyCS referente al cumplimiento del criterio N-1. Sin embargo, dado la importancia que tiene esta línea con la conexión del sistema centro - sur del país, se considera necesario evaluar, en la propuesta de expansión 2022 del Coordinador, el proyecto del tendido del tercer circuito de esta línea, tal que esta parte del sistema pueda ser resiliente ante un evento de alto impacto y baja probabilidad.

4.3.1.1.3 AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X500 KV POLPAICO-LO AGUIRRE

Los análisis se realizan considerando la proyección de demanda al año 2029 y considerando un escenario de alta transferencia de energía sentido norte sur y un escenario de transferencia media de energía norte sur. Al igual que en la sección precedente se debe considerar que la línea 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel al año 2029 debe contar con la ampliación de su capacidad definida en el Decreto Exento N° 198/2019. La Tabla 4-26 muestra los resultados obtenidos de los análisis para esta línea.

Tabla 4-26. Análisis cargabilidad Ltx 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre.

Línea 500 kV	Escenario 1 (2500 MW norte a sur por HVDC)		Escenario 2 (1350 MW norte a sur por HVDC)			
	N-1 @ 25°C	N-1 @ 35°C	N-1 @ 25°C	N-1 @ 25°C	N-1 @ 35°C	
Polpaico -Lo Aguirre cto.1	11%	0%	0%	27%	0%	0%
Polpaico -Lo Aguirre cto. 2*	11%	22%	34%	27%	54%	83%

*Se considera una capacidad de 2,08 kA @ 25°C y una capacidad de 1,34 kA @ 35° para esta línea

La Tabla 4-26 muestra que la capacidad actual de la línea 2x500 kV Polpaico-Lo Aguirre (1800 MVA @ 25°C y 1163 MVA @ 35°C), cumple con la exigencia de la condición N-1 de esta instalación al año 2029. Sin embargo, dado la importancia que tiene esta línea con la conexión del sistema centro del país, se considera necesario evaluar, en la propuesta de expansión 2022 del Coordinador, el proyecto de ampliación de capacidad de esta línea, tal que esta parte del sistema pueda ser resiliente ante un evento de alto impacto y baja probabilidad.

4.3.2 ANÁLISIS SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

4.3.2.1 IMPACTO DE LA ELECTROMOVILIDAD EN LA REGIÓN METROPOLITANA

Durante el mes de enero del presente año, el Ministerio de Transporte informa a la CNE mediante el Oficio N° 2458/2021, un ajuste a los bloques de potencia de los tres procesos de licitación asociados al transporte público de Santiago (2021 a 2023), donde un porcentaje de la flota debe ser suministrada mediante el uso de fuentes de energía no contaminantes (electromovilidad). A continuación, se muestran las subestaciones que presentan los mayores bloques de potencia requeridos para este fin, los cuales representan 2/3 de toda la potencia total que el Ministerio de Transporte planificar licitar para la zona de Santiago.

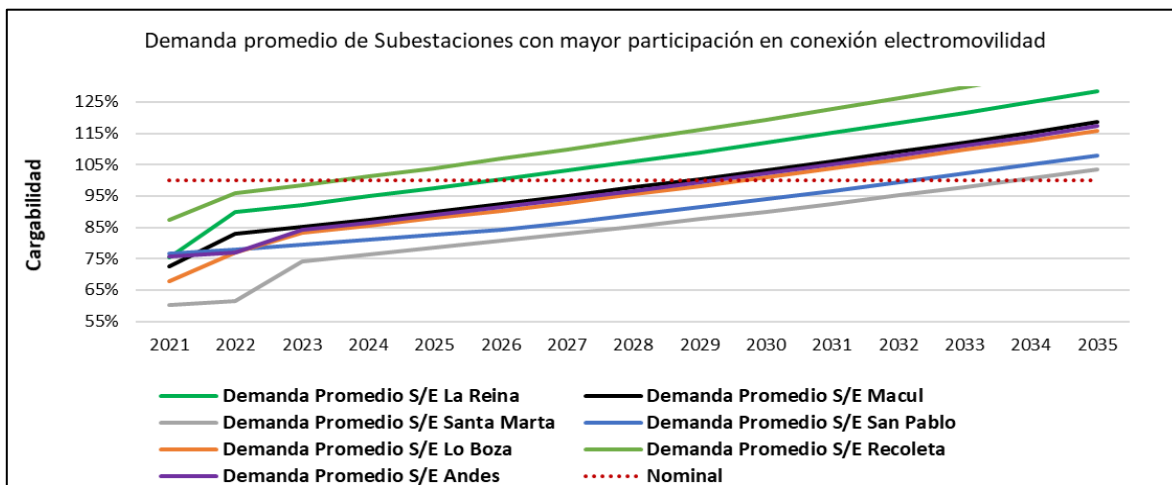


Figura 4-50. Demanda Subestaciones con mayor participación en conexión de Electromovilidad zona Metropolitana.

En la Figura 4-50 se puede observar que las subestaciones: Recoleta, Lo Boza, La Reina, Macul, y Andes, ven reducida su holgura, en mayor grado respecto a las otras instalaciones, debido a los nuevos escalones de carga asociados a electromovilidad, limitando la red zonal para la conexión de nuevos clientes o dar paso al crecimiento propio de estas instalaciones.

4.3.2.1.1 NECESIDAD NUEVA S/E NORTE

Los resultados de la sección 4.3.2.1 muestran que las subestaciones Recoleta y Lo Boza presentan niveles de saturación elevados (sobre 80%), estas instalaciones forman parte de la zona norte, la

que definiremos como la zona bajo la influencia de la S/E Recoleta y sus SS/EE aledañas, tales como: S/E San Cristóbal, S/E Quilicura, S/E Altamirano, S/E Lo Boza y S/E Chacabuco.

La Figura 4-51 muestra el área de afectación de holgura en la zona norte de Santiago. Adicionalmente, la Figura 4-52 muestra la cargabilidad en el horizonte de análisis de las SS/EE en esta zona.



Figura 4-51. Zona con afectación de Holgura Zona Norte.

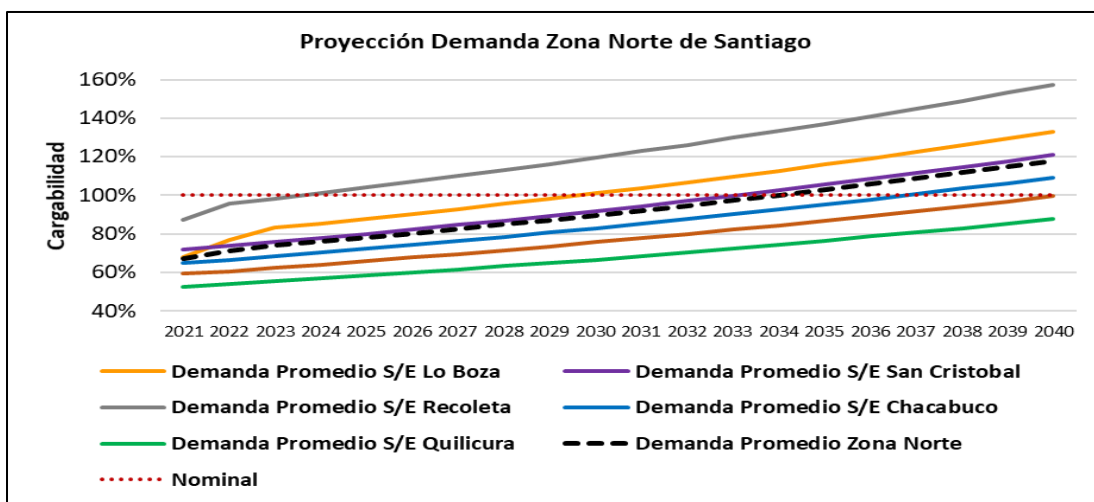


Figura 4-52. Cargabilidad Zona Norte.

Se observa en la Figura 4-52 que las S/E Recoleta, S/E Lo Boza y S/E San Cristóbal no cuentan con la holgura suficiente para abastecer los requerimientos energéticos asociados al sector norte de Santiago, los cuales se asocian principalmente al uso de fuentes energéticas no contaminantes para abastecer el transporte público. Debido a que los plazos constructivos asociados a los nuevos

electroterminales para el transporte público de Santiago, son más acotados que los periodos requeridos para la ejecución de una obra por el proceso de planificación normal, es que este Coordinador señala que una obra de ampliación para este sector de Santiago debe ser canalizado a través del uso de artículo 102°. El Coordinador recomienda explorar la alternativa de espacio disponible en S/E El Salto, el cual podría ser una ubicación atractiva para esta Nueva S/E Norte.

4.3.2.1.1.1 PROYECTO NUEVA S/E NORTE

La Figura 4-51 muestra la definición de la zona norte de Santiago, en la cual se puede apreciar que la disponibilidad de terrenos para el desarrollo de esta subestación es escasa. Dentro de la revisión de lugares disponibles, resulta conveniente desde el punto de vista de la transmisión, desarrollar el proyecto Nueva S/E Norte, en los espacios disponibles de la actual S/E El Salto (ver Figura 4-53), por este motivo se propone el desarrollo de esta nueva S/E al interior de esta instalación.



Figura 4-53. Zona emplazamiento Nueva S/E Norte.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un transformador AT/MT 110/12 kV 50 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, la obra debe contemplar todas las normalizaciones que permitan su conexión. El costo estimado de esta obra se presenta en la Tabla 4-27.

Tabla 4-27. Valorización de la obra Nueva S/E Norte.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	7.245
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	1.594
3	SUB TOTAL CONTRATO	8.838
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	1.503
5	COSTO TOTAL PROYECTO	10.342

4.3.2.1.2 NECESIDAD NUEVA S/E ORIENTE

En la sección 4.3.2.1 se puede observar que las subestaciones La Reina, Macul y Andes presentan niveles de saturación elevados (sobre 75%), proyectando alcanzar su nivel nominal antes del 2029.

Estas instalaciones forman parte de la zona oriente, la que definiremos como la zona bajo la influencia de la S/E La Reina y sus SS/EE aledañas, tales como: S/E Macul y S/E Andes.

La Figura 4-54 muestra el área de afectación de holgura en la zona norte de Santiago. Adicionalmente, la Figura 4-55 muestra la cargabilidad en el horizonte de análisis de las SS/EE en esta zona.



Figura 4-54. Zona con afectación de Holgura Zona Oriente.

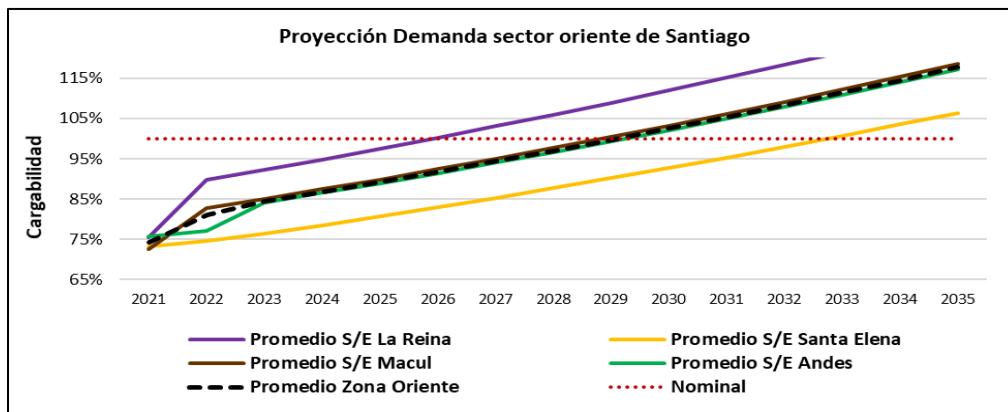


Figura 4-55. Cargabilidad Zona Norte.

Se observa en la Figura 4-55 que las SS/EE La Reina, Macul y Andes no cuentan con la holgura suficiente para abastecer los requerimientos energéticos asociados al sector norte de Santiago, los cuales se asocian principalmente al uso de fuentes energéticas no contaminantes para abastecer el transporte público. Debido a que los plazos constructivos asociados a los nuevos electroterminales para el transporte público de Santiago, son más acotados que los periodos requeridos para la ejecución de una obra por el proceso de planificación normal, el Coordinador recomienda que una

obra de ampliación para este sector de Santiago sea gestionada mediante la aplicación del artículo 102°.

4.3.2.1.2.1 PROYECTO NUEVA S/E ORIENTE

La Figura 4-54 muestra la definición de la zona oriente de Santiago, en la que se puede apreciar la disponibilidad de terrenos (luego de una revisión de opciones), que permiten que el desarrollo de esta subestación, presente mayor disponibilidad al sur del Tap la Reina 110 kV. Lo anterior se muestra en la Figura 4-56.



Figura 4-56. Zona emplazamiento nueva S/E Oriente.

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un transformador AT/MT 110/12 kV 50 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, la obra debe contemplar todas las normalizaciones que permitan su conexión. El costo estimado de esta obra se presenta en la Tabla 4-28.

Tabla 4-28. Valorización de la obra Nueva S/E Oriente.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	13.690
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	3.012
3	SUB TOTAL CONTRATO	16.702
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	2.839
5	COSTO TOTAL PROYECTO	19.541

4.3.2.2 IMPACTO CONEXIÓN PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SECCIONADORA BAJA CORDILLERA

El desarrollo de la propuesta de expansión del periodo 2020 desarrollado por la CNE, incluye el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera” emplazada en el sector oriente de la región Metropolitana. Este proyecto está destinado como un nuevo punto de suministro 220/110 KV para

el anillo 110 kV de esta zona, el cual, de acuerdo con lo indicado por la Comisión, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia y seguridad del Sistema Zonal. Este proyecto consiste en el seccionamiento de las líneas 2x110 kV Tap Vizcachas – Florida, 2x110 kV Florida – Tap La Reina y 2x 220 kV Alto Jahuel – Los Almendros. Además, el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores 220/110 kV con capacidad de 400 MVA, generando, con ello un nuevo punto de abastecimiento para el Sistema Zonal.

El Coordinador identifica que este proyecto ocasiona un aumento en el flujo de la línea 2x110 kV Almendros – Florida, el que se produce por el flujo circulante entre las SS/EE Los Almendros y Florida.

4.3.2.2.1 DEMANDA LÍNEA 2X110 KV LOS ALMENDROS – FLORIDA

A continuación, se muestra la cargabilidad correspondiente al año 2020 para la línea 2x110 kV Almendros – Florida, dato obtenido desde la plataforma de medida del Coordinador. De estas medidas se logra determinar que la máxima exigencia de esta instalación corresponde al periodo invierno – noche. También se debe indicar la capacidad de la línea no es igual para toda la línea, presentando una sección de menor capacidad, comprendido entre las S/E La Reina y S/E Florida.

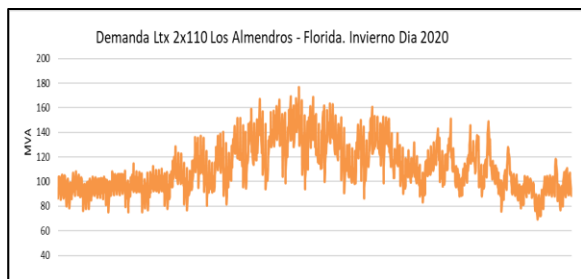


Figura 4-57. Demanda invierno Día 2020.

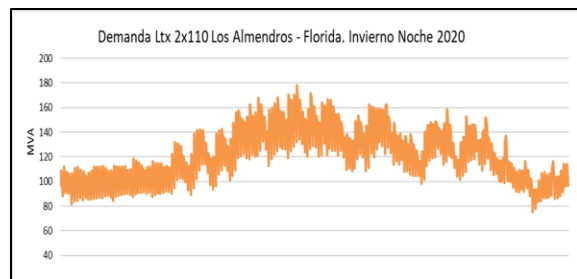


Figura 4-58. Demanda invierno Noche 2020.

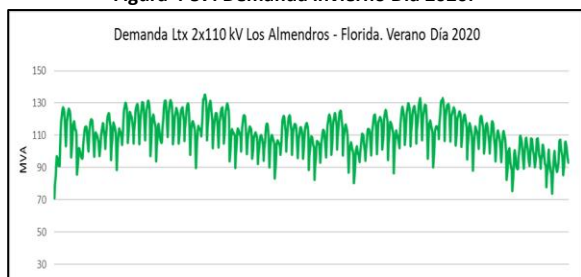


Figura 4-59. Demanda verano Día 2020.

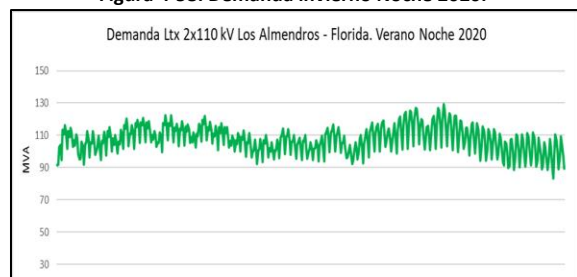


Figura 4-60. Demanda verano Noche 2020.

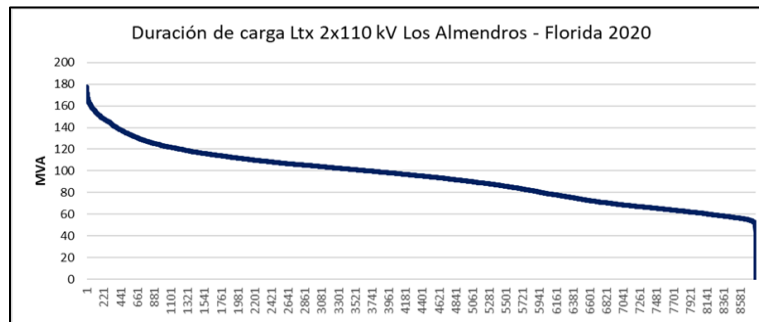


Figura 4-61. Curva Duración de carga 2020 Ltx Los Almendros - Florida

En la Figura 4-61 se observa que el periodo de máxima exigencia para esta instalación no supera el 3% del tiempo anual correspondiente al año 2020.

Adicionalmente, hay que indicar que esta instalación abastece a las S/E Andes y S/E La Reina, las cuales a su vez tienen impacto por su cercanía con S/E Macul. Estas subestaciones abastecerán a un bloque importante de demanda asociado a la licitación de buses de transporte público (ver sección 4.3.2.1), de acuerdo con lo establecido en el oficio N°2458/2021 del Ministerio de Transporte. A continuación, se muestran los bloques de demanda correspondiente a estas instalaciones y que a su vez impactan en la cargabilidad de la línea en análisis:

Tabla 4-29. Bloque demanda por Electromovilidad 2021 a 2023 que afectan a línea 2x110 kV Los Almendros Florida.

SS/EE	2021 MVA	2022 MVA	2023 MVA
S/E Andes	6,5	-	
S/E La Reina	-	4,1	1
S/E Peñalolén	-	-	12
S/E Macul	15,4	3,1	1

4.3.2.2.2 RESULTADOS

Considerando el crecimiento de la demanda para las subestaciones que son abastecidas desde la línea 2x110 kV Los Almendros – Florida, se procede a mostrar los resultados de cargabilidad de esta instalación, teniendo en cuenta que a partir del año 2025 se encuentra en servicio el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera”. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 4-30. Análisis de efecto de S/E Seccionadora Baja Cordillera en línea 2x110 kV Los Almendros - Florida.

Líneas	2021 N-1	2022 N-1	2023 N-1	2024 N-1	2025 N-1	2025 N-1*
110 kV Almendros -Florida cto1 LA	X	X	X	X	X	X
110 kV Almendros -Florida cto2 LA	85%	86%	97%	98%	88%	98%
110 kV Almendros -Florida cto1 LF	X	X	X	X	X	X
110 kV Almendros -Florida cto2 LF	60%	62%	X	X	X	X
110 kV Peñalolén - Florida	X	X	95%	96%	X	X
110 kV Peñalolén - Baja Cordillera cto2	X	X	X	x	118%	86%
110 kV Almendros-Baja Cordillera cto1	X	X	X	x	X	X

En la Tabla 4-30 se puede apreciar que la cargabilidad de la línea 2x110 kV Los Almendros – Florida no presenta sobrecargas para la condición N-1 desde el año 2021 a 2023. A partir del año 2023 se considera en servicio la Nueva S/E Peñalolén (iniciativa en proceso de aprobación por parte de Enel Tx durante el primer semestre 2021) para dar apoyo a esta zona. Los resultados muestran que los bloques adicionales de potencia asociados a electromovilidad y crecimiento vegetativo de los consumos actuales no ocasionan la pérdida de N-1 de la línea Los Almendros – Peñalolén – Florida. Sin embargo, si se considera la puesta en operación de la Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera, se aprecia que el tramo Peñalolén – Baja Cordillera presenta una sobrecarga del 18%. Lo anterior debido a que el seccionamiento que genera esta nueva instalación ocasiona un flujo circulante entre las S/E Baja Cordillera y S/E Los Almendros de magnitud aproximado de 30 MVA. Por este motivo se propone el refuerzo de la línea 2x110 kV Los Almendros – Florida.

4.3.2.2.3 PROYECTO AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X110 KV LOS ALMENDROS – FLORIDA. TRAMO LA REINA – FLORIDA.

El proyecto se emplaza en la comuna de Peñalolén en la región de Santiago. La Figura 4-62 muestra la zona de emplazamiento del proyecto.



Figura 4-62. Zona emplazamiento Ltx 2x110 kV Los Almendros – La Reina. Tramo Tap La Reina – La Florida.

El proyecto consiste en el refuerzo de la línea 2x110 kV Los Almendros – Florida en el tramo que abarca desde el Tap La Reina hasta la S/E Florida, el cual se estima que tiene una longitud de 10 km. La capacidad de este tramo de línea debe ser de al menos 350 MVA. La obra incluye todas las adecuaciones necesarias para el desarrollo de este proyecto. El costo estimado de esta obra se presenta en la Tabla 4-31.

Tabla 4-31. Valorización de la obra Aumento de capacidad línea 2x110 kV Los Almendros – Florida. Tramo La Reina – Florida.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	8.118
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	1.786
3	SUB TOTAL CONTRATO	9.904

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	1.684
5	COSTO TOTAL PROYECTO	11.588

4.3.2.3 IMPACTO CONEXIÓN PROYECTO PUCARÁ DE CHENA

A continuación, se analiza el impacto que puede provocar el impacto de la conexión del proyecto Pucará de Chena, proyecto de demanda asociado a la instalación de un data center, el cual está en proceso de conexión y debido a la potencia informada a conectar es necesario analizar su impacto en el anillo 110 kV y posibles efectos en las líneas 220 kV de la zona Metropolitana. La potencia por conectar se estima en 120 MVA para fines del año 2023.

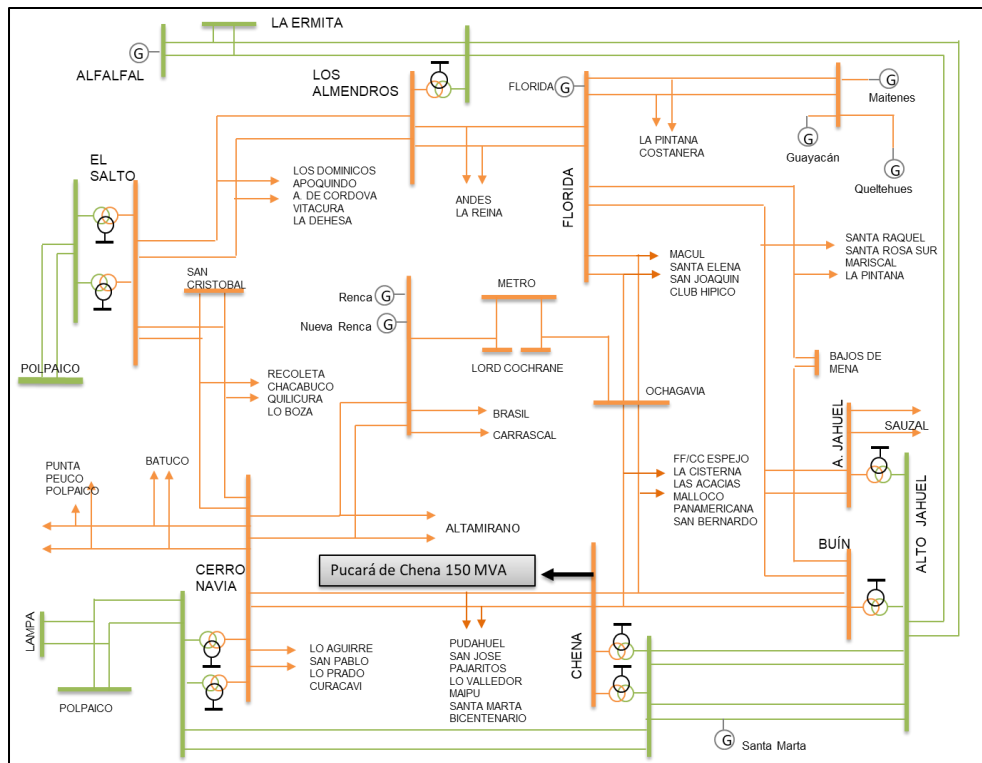


Figura 4-63: Diagrama Unilineal Simplificado del entorno al futuro proyecto Pucará de Chena.

A continuación, la Tabla 4-32 y Tabla 4-33 muestran los resultados de la conexión del proyecto Pucará de Chena, en las redes de transmisión de la Zona Metropolitana.

Tabla 4-32. Impacto de Proyecto Pucará de Chena en la red de transmisión Zona Metropolitana. Líneas

Línea	Tramo	Invierno 2023	
Cerro Navia - Chena	CERRO NAVIA - TAP PUDAHUEL 110KV C1	0%	0%
Cerro Navia - Chena	CERRO NAVIA - TAP PUDAHUEL 110KV C2	46%	47%

Línea	Tramo	Invierno 2023	
Cerro Navia - Chena	TAP PUDAHUEL - TAP SAN JOSE 110KV C1	0%	0%
Cerro Navia - Chena	TAP PUDAHUEL - TAP SAN JOSE 110KV C2	41%	33%
Cerro Navia - Chena	TAP SAN JOSE - TAP PAJARITOS 110KV C1	0%	0%
Cerro Navia - Chena	TAP SAN JOSE - TAP PAJARITOS 110KV C2	22%	15%
Cerro Navia - Chena	TAP PAJARITOS - TAP LO VALLEDOR 110KV C1	0%	0%
Cerro Navia - Chena	TAP PAJARITOS - TAP LO VALLEDOR 110KV C2	10%	21%
Cerro Navia - Chena	TAP LO VALLEDOR - TAP MAIPU 110KV C1	0%	0%
Cerro Navia - Chena	TAP LO VALLEDOR - TAP MAIPU 110KV C2	27%	43%
Cerro Navia - Chena	TAP MAIPU - TAP SANTA MARTA 110KV C1	0%	0%
Cerro Navia - Chena	TAP MAIPU - TAP SANTA MARTA 110KV C2	35%	56%
Cerro Navia - Chena	TAP SANTA MARTA - CHENA 110KV C1	0%	0%
Cerro Navia - Chena	TAP SANTA MARTA - CHENA 110KV C2	64%	94%
Chena - Ochagavía	CHENA - LO ESPEJO 110KV C1	0%	0%
Chena - Ochagavía	CHENA - LO ESPEJO 110KV C2	69%	83%
Chena - Ochagavía	LO ESPEJO - TAP CISTERNA 110KV C2	0%	0%
Chena - Ochagavía	LO ESPEJO - TAP CISTERNA 110KV C1	70%	68%
Chena - Ochagavía	TAP LA CISTERNA - FFCC 110KV C1	0%	0%
Chena - Ochagavía	TAP LA CISTERNA - FFCC 110KV C2	80%	90%
Chena - Ochagavía	LO ESPEJO - OCHAGAVIA 110KV C1	0%	0%
Chena - Ochagavía	LO ESPEJO - OCHAGAVIA 110KV C2	80%	90%

Tabla 4-33. Impacto de Proyecto Pucará de Chena en la red de transmisión Zona Metropolitana. Transformadores AT/AT.

Transformadores	Severidad 8 S/E Chena	Severidad 8 S/E Chena
	Invierno 2023	Invierno 2023
C. Navia 220/110 kV 400 MVA TR1	77%	88%
C. Navia 220/110 kV 400 MVA TR2	77%	88%
C. Navia 220/110 kV 400 MVA TR3	80%	93%
El Salto 220/110 kV 400 MVA TR1	46%	70%
El Salto 220/110 kV 400 MVA TR1	46%	70%
Los Almendros 220/110 kV 400MVA TR1	96%	98%
Buin 220/110 kV 400MVA TR1	87%	94%
Chena 220/110 kV 400 MVA TR1	-	-
Chena 220/110 kV 400 MVA TR2	109%	117%

Los análisis preliminares muestran que la conexión del cliente Pucará de Chena, no ocasiona condiciones de sobrecarga en los tramos de las líneas 2x110 kV Cerro Navia- Chena y de la línea 2x110 kV Chena – Ochagavía. Sin embargo, la conexión de este proyecto muestra que la subestación Chena no cumple con la severidad 8 de esta instalación. Con el objetivo de entregar análisis más específicos, se retomará los análisis de este proyecto en la propuesta de expansión 2022 del Coordinador.



4.4 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

4.4.1 ANÁLISIS SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

La zona estudiada de Alto Jahuel – Charrúa, abarca aproximadamente una superficie de 83.000 km². De acuerdo con el Censo 2017, la población total es de aproximadamente 3.997.000 habitantes, representando el 22,7% de la población total del país.

Las instalaciones eléctricas estudiadas se encuentran en la zona centro-sur del país, y cubren una extensión aproximada de 420 km, específicamente en las siguientes regiones:

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

La Figura 5-81 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Alto Jahuel – Charrúa.

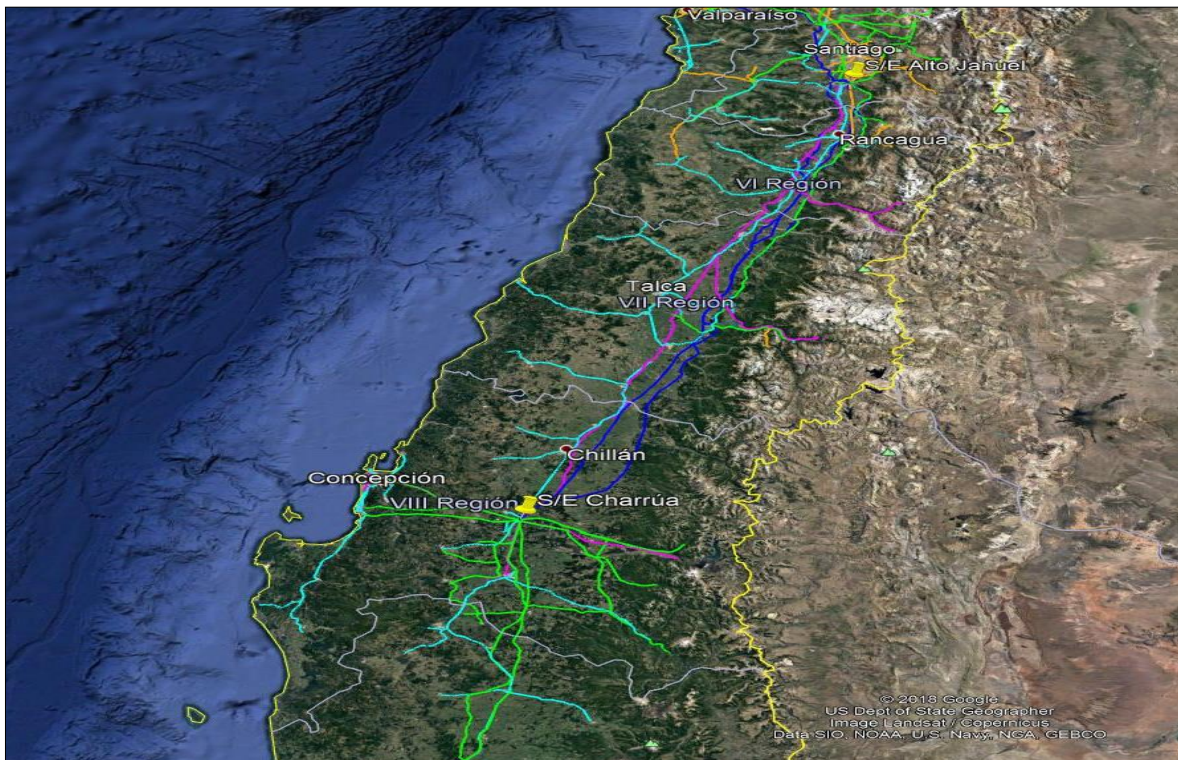


Figura 4-64. Zona territorial de Alto Jahuel – Charrúa estudiada.

Las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Alto Jahuel – Charrúa poseen aproximadamente 4.500 km de líneas de transmisión, las cuales son esquematizadas en la figura 5-82, individualizadas con un detalle técnico general en la tabla 5-59.

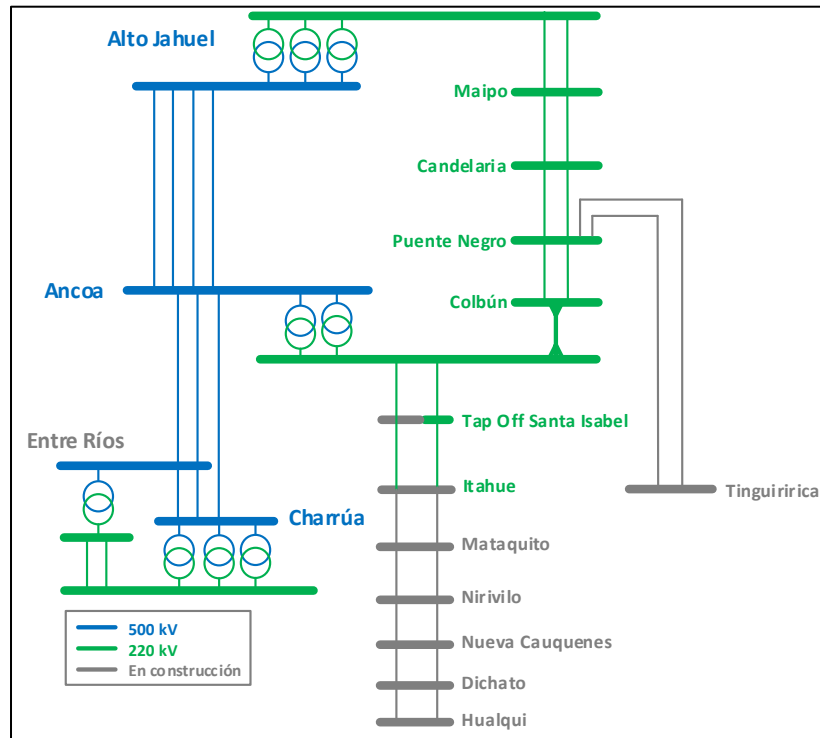


Figura 4-65. Esquema de instalaciones de transmisión en la zona estudiada de Alto Jahuel – Charrúa.

Tabla 4-34. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Alto Jahuel - Charrúa

Instalación	Tensión [kV]	Cant. Circ/equip	Capacidad [MVA] @25°C	Fecha PES
L. Ancoa - Jahuel L1	500	1	1.606	Existente
L. Ancoa - Jahuel L2	500	1	1.803	Existente
L. Ancoa - Jahuel L3	500	1	2.217	Existente
L. Ancoa - Jahuel L4	500	1	2.217	Existente
L. Colbún – Ancoa	220	1	600	Existente
L. Colbún – Puente Negro	220	2	692	Existente
L. Puente Negro – Candelaria	220	2	692	Existente
L. Puente Negro – Tinguiririca	220	2	569	Existente
L. Maipo – Candelaria	220	2	728	Existente
L. Alto Jahuel - Maipo	220	2	680	Existente
L. Ancoa - Itahue	220	1	472	Existente
L. Ancoa – Tap Off Santa Isabel	220	1	481	Existente

Instalación	Tensión [kV]	Cant. Circ/equip	Capacidad [MVA] @25°C	Fecha PES
L. Tap Off Santa Isabel – Itahue	220	1	481	Existente
L. Ancoa – Entre Ríos L1	500	1	2.170	Existente
L. Ancoa – Entre Ríos L2	500	1	2.364	Existente
L. Charrúa – Ancoa L3	500	1	2.199	Existente
L. Charrúa – Entre Ríos L1	500	1	2.170	Existente
L. Charrúa – Entre Ríos L2	500	1	2.364	Existente
Autotransformadores AT1 y AT2 S/E Ancoa	500/220	2	750	Existente
Autotransformadores AT3, AT4 y AT5 S/E Alto Jahuel	500/220	3	750	Existente
Autotransformadores AT5, AT6 y AT8 S/E Charrúa	500/220	3	750	Existente
Autotransformador S/E Entre Ríos	500/220	1	750	Existente

Los límites de transmisión en el sistema de 500 kV y los transformadores de 500/220 kV se presentan en la Tabla 4-35.

Tabla 4-35: Límites de transmisión sistema 500 kV Alto Jahuel - Charrúa

Tramo	Límite	Causa
Alto Jahuel – Ancoa 500 kV	3220	Reg. Tensión
Ancoa – Charrúa/Entre Ríos 500 kV	3500	N-1
Ancoa 500/220 kV	1100	N-1
Entre Ríos/Charrúa 500/220 kV	2600	N-1

La utilización esperada de los principales tramos del sistema de transmisión Nacional comprendido entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa, en base al escenario de generación B, se presentan de la Figura 4-66 a la Figura 4-75.

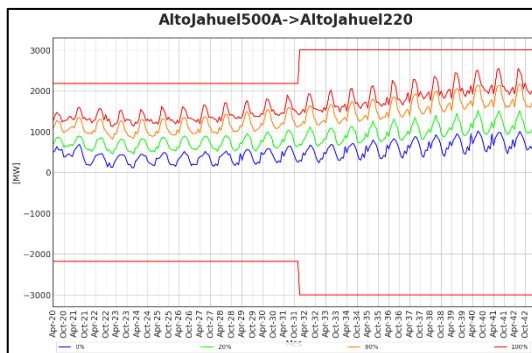


Figura 4-66. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Alto Jahuel.

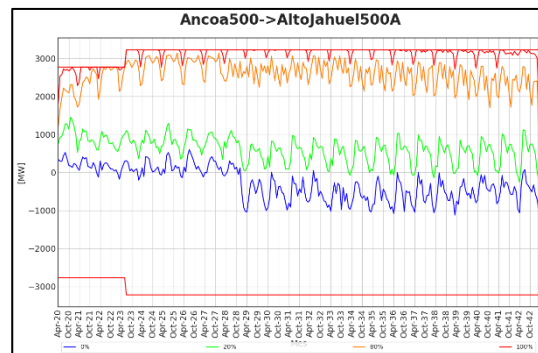


Figura 4-67. Utilización esperada tramo 500 kV Ancoa – Alto Jahuel.

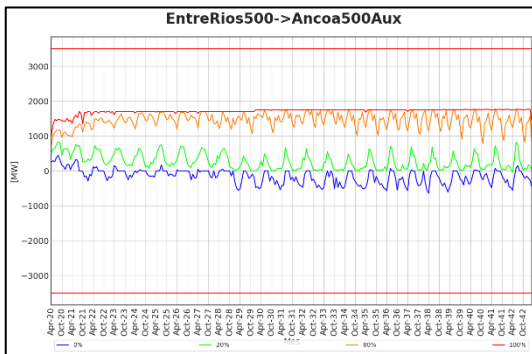


Figura 4-68. Utilización esperada tramo 500 kV Entre Ríos - Ancoa.

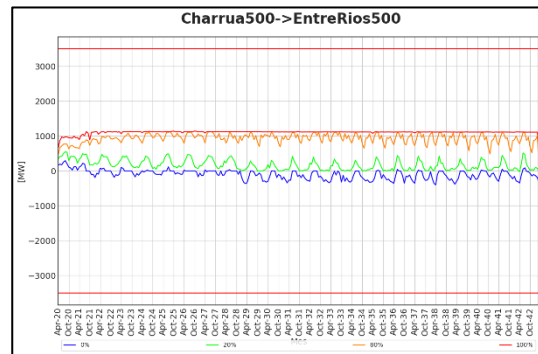


Figura 4-69. Utilización esperada tramo 500 kV Charrúa – Entre Ríos.

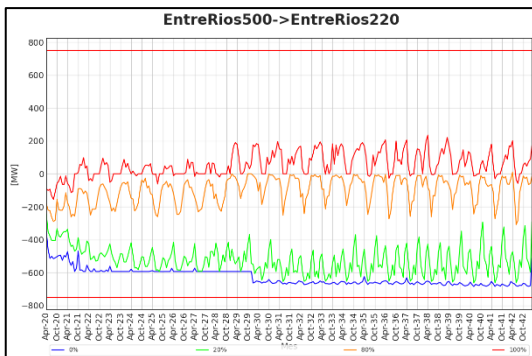


Figura 4-70. Utilización esperada tramo 500 kV Charrúa – Ancoa.

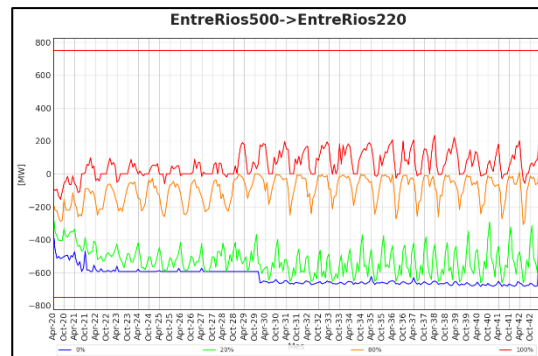


Figura 4-71. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Entre Ríos.

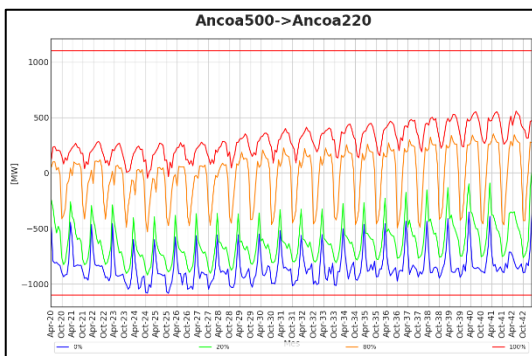


Figura 4-72. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Ancoa.

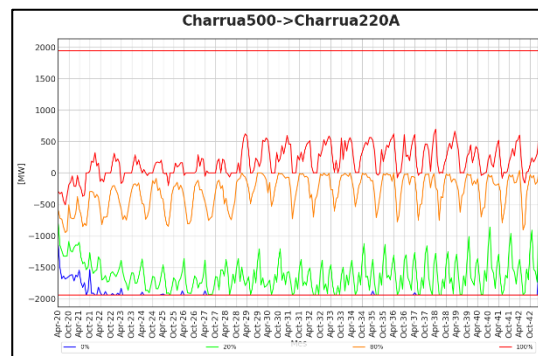


Figura 4-73. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Charrúa.

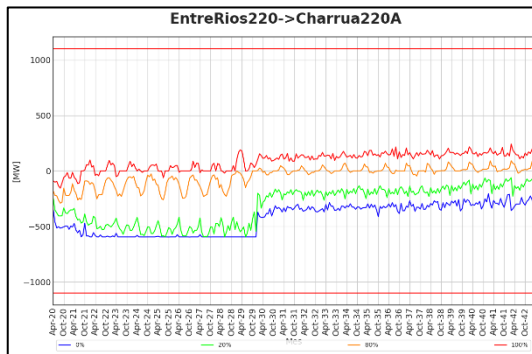


Figura 4-74. Utilización esperada tramo 220 kV Entre Ríos - Charrúa.

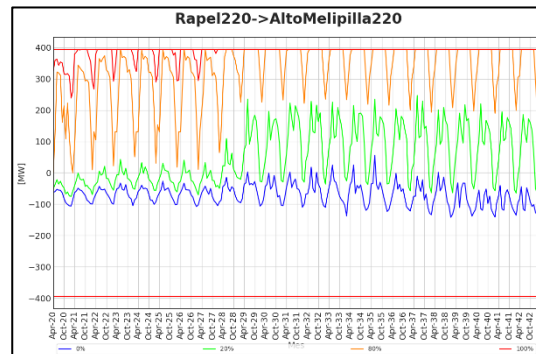


Figura 4-75. Utilización esperada tramo 220 kV Rapel – Alto Melipilla.

En base a las congestiones observadas en distintos tramos de sistema de transmisión nacional, se evalúan los beneficios de desarrollar un conjunto de obras de transmisión tal de disminuir o finalmente liberar las congestiones esperadas para los próximos 20 años.

4.4.1.1 NUEVO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 500/220 KV EN S/E ENTRE RÍOS

Actualmente, la transformación instalada en las subestaciones Charrúa y Entre Ríos permite transmitir por el sistema de 500 kV que va hacia la S/E Ancoa alrededor de 2600 MW, cumpliendo con el criterio de seguridad N-1 estipulado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Este límite impone limitaciones de transmisión en el sentido sur – norte, en escenarios de alta generación en la zona sur, tal como se observa en la Figura 4-73.

Una alternativa de solución a esta problemática corresponde a la construcción de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV en la S/E Entre Ríos, compuesto por tres unidades 500/220/66 kV de 250 MVA cada una, más una unidad de reserva de las mismas características, el cual se conecte en las medias diagonales disponibles de la S/E Entre Ríos, tanto en 500 kV como en 220 kV. Esta obra permite aumentar la limitación de transmisión impuesta por los transformadores de Charrúa y Entre Ríos de 2600 MW a 3200 MW aproximadamente.

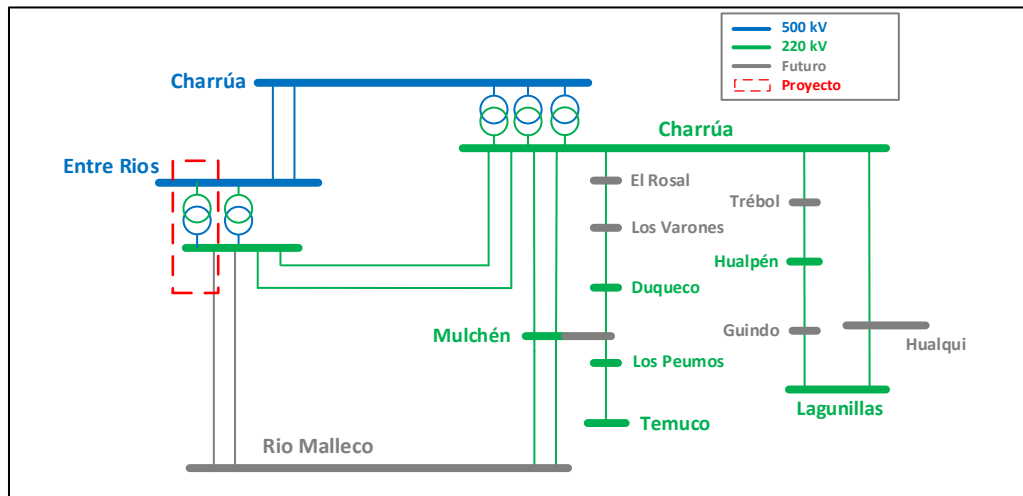


Figura 4-76: Diagrama obra de ampliación nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos.

La Tabla 4-36 muestra el costo estimado de este proyecto.

Tabla 4-36. Valorización de la obra Nuevo Banco De Autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	12.946
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	2.460
3	SUB TOTAL CONTRATO	15.406
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	2.465
5	COSTO TOTAL PROYECTO	17.871

La evaluación económica, realizada en base los escenarios de oferta B y D, se presenta en la Tabla 4-37.

Tabla 4-37: Evaluación económica de la obra Nuevo Banco De Autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos.

Ampliación S/E Entre Ríos	ESC B [miles de USD]	ESC D [miles de USD]
Valor Presente Ahorro	\$16.069	\$18.006
Valor Presente Inversión	\$15.677	\$15.677
Beneficios	\$392	\$2.329

Conforme a los resultados obtenidos, el Coordinador propone la inclusión del proyecto Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos para el Plan de Expansión de la Transmisión 2020.

4.4.1.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LOICA – ALTO MELIPILLA

En vista de las congestiones observadas en la Figura 4-75 y al alto interés de desarrollar proyectos de generación renovable en la zona de Rapel, se evalúa el cambio de conductor del tramo comprendido entre las Subestaciones Loica y Alto Melipilla, para así permitir el desarrollo armónico entre la transmisión y la generación en la zona.

La línea de transmisión que interconecta la subestación Alto Melipilla con la futura subestación Loica, posee un doble circuito con un conductor por fase tipo ACSR Gull, además un tercer circuito se encuentra actualmente en construcción, a través de estos tres circuitos es posible transmitir 390 MW bajo criterio N-1 entre ambas subestaciones. A modo de aumentar la capacidad de transmisión, se propone el cambio de conductor de los dos circuitos existentes por un ACCC Dove, lo cual permite transmitir 660 MW entre ambas subestaciones, o el reemplazo de los tres circuitos por el mismo conductor para así transmitir 910 MW.

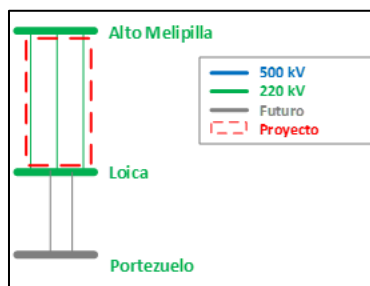


Figura 4-77: Diagrama obra de Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Alto Melipilla - Loica

La Tabla 4-38 muestra el costo estimado de repotenciar 2 circuitos.

Tabla 4-38. Valorización de la obra Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Alto Melipilla - Loica.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	5.811
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	1.279
3	SUB TOTAL CONTRATO	7.090
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	1.170
5	COSTO TOTAL PROYECTO	8.260

La Tabla 4-39 muestra el costo estimado de repotenciar 3 circuitos.

Tabla 4-39. Valorización de la obra Aumento de Capacidad Línea 3x220 kV Alto Melipilla - Loica.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	9.465
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	2.082
3	SUB TOTAL CONTRATO	11.547
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	1.905

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
5	COSTO TOTAL PROYECTO	13.452

La evaluación económica del proyecto de aumento de capacidad, tanto de dos circuitos y tres circuitos, realizada en base los escenarios de oferta B y D, se presentan en la Tabla 4-40 y Tabla 4-41 respectivamente.

Tabla 4-40: Evaluación económica obra Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Loica – Alto Melipilla.

Aumento de capacidad 2x220 kV Alto Melipilla - Loica	A [miles de USD]	B [miles de USD]
Valor Presente Ahorro	\$13.882	\$11.029
Valor Presente Inversión	\$7.678	\$7.678
Beneficios	\$6.204	\$3.351

Tabla 4-41: Evaluación económica obra Aumento de Capacidad Línea 3x220 kV Loica – Alto Melipilla.

Aumento de capacidad 3x220 kV Alto Melipilla - Loica	ESC B [miles de USD]	ESC D [miles de USD]
Valor Presente Ahorro	\$14.958	\$11.665
Valor Presente Inversión	\$12.504	\$12.504
Beneficios	\$2.454	\$-839

Conforme a los resultados obtenidos, el Coordinador propone la inclusión del proyecto de aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Alto Melipilla – Loica para el Plan de Expansión de la Transmisión 2021. Sin embargo, debido a que en uno de los dos escenarios analizados se observan beneficios al reemplazar los tres circuitos, igualmente se recomienda evaluar el aumento de capacidad de los tres circuitos que unen la futura Subestación Loica y la Subestación Alto Melipilla.

4.4.1.3 NUEVA LÍNEA 2X220 KV MATAQUITO - PORTEZUELO

El sistema de transmisión 4x500 kV Alto Jahuel – Ancoa, permite transmitir alrededor de 2770 MW antes de observar problemas de regulación de tensión en la S/E Alto Jahuel, mientras que con el equipo de compensación de reactivos a instalarse en la S/E Maipo, es posible transmitir 3220 MW aproximadamente. Debido a la limitación de transmisión que impone este tramo, se observan congestiones durante todo el horizonte de análisis.

Dado a la baja profundidad de las congestiones, se evalúa

Como alternativa de solución para disminuir las congestiones, se evalúa el desarrollo de una nueva línea de transmisión 2x220 kV entre las subestaciones Mataquito y Portezuelo, con capacidad de al menos 350 MVA por circuito a 25°C con sol. De esta forma, a través del sistema costero de 220 kV, comprendido entre las Subestaciones Hualqui y Mataquito, se genera una alternativa adicional para transmitir generación desde el sur a la zona central del país.

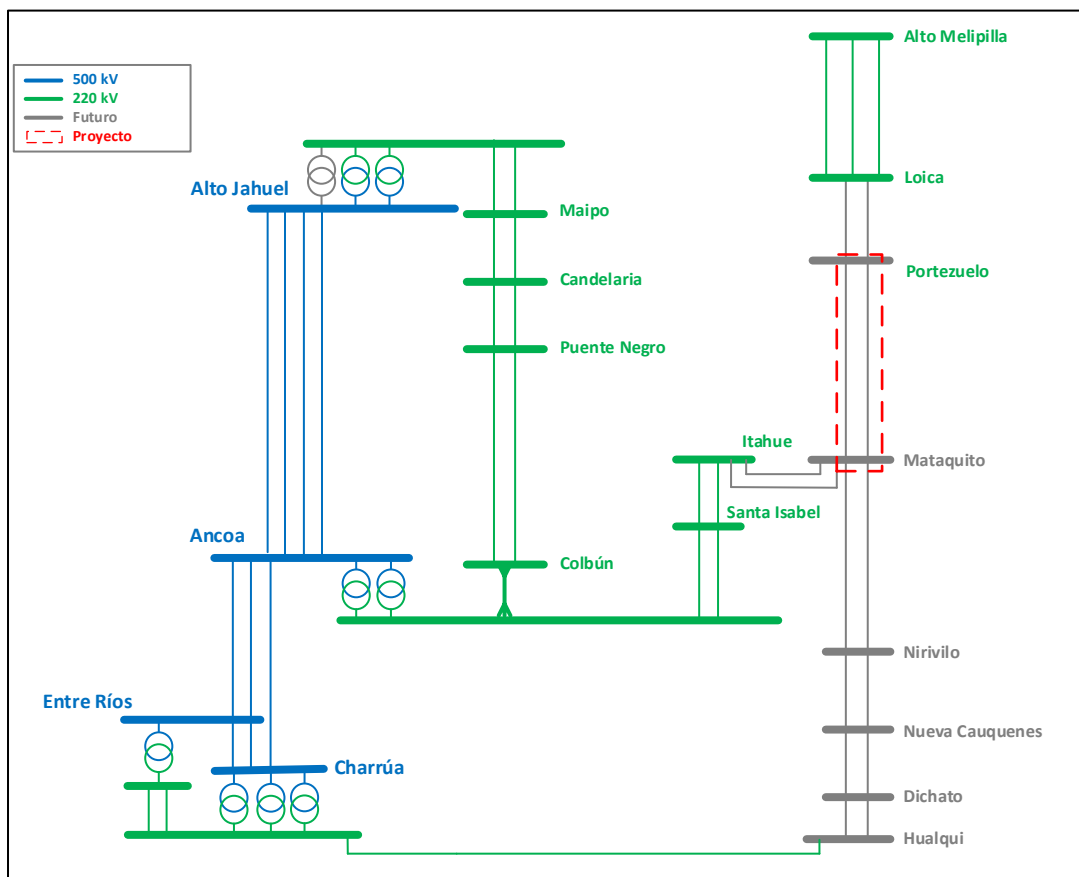


Figura 4-78: Diagrama obra nueva línea 2x220 kV Mataquito - Portezuelo.

La Tabla 4-42 muestra el costo estimado de este proyecto.

Tabla 4-42. Valorización de la obra Nueva Línea 2x220 kV Mataquito - Portezuelo.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	27.547
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	6.060
3	SUB TOTAL CONTRATO	33.607
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	5.545
5	COSTO TOTAL PROYECTO	\$39.152

La evaluación económica se realiza considerando el desarrollo de la obra aumento de capacidad de la línea 3x220 kV Alto Melipilla – Loica, ya que sin esta obra se profundizan las congestiones entre las subestaciones Loica y Alto Melipilla, por lo cual no se observan beneficios. En la Tabla 4-43 se presentan los resultados de la evaluación económica de esta obra sobre el escenario B.

Tabla 4-43: Evaluación económica de la obra Nueva Línea 2x220 kV Mataquito - Portezuelo.

Nueva Línea 2x220 kV Mataquito - Portezuelo	ESC B + repotenciamiento Alto Melipilla – Loica [miles de USD]
Valor Presente Ahorro	\$1.475
Valor Presente Inversión	\$32.414
Beneficios	\$-30.939

Conforme a los resultados obtenidos, se observa que los ahorros son prácticamente insignificantes en relación con el costo de la obra, por lo cual no se procede a evaluar los beneficios en otros escenarios. En resumen, el Coordinador no promueve el desarrollo de esta obra.

4.4.1.4 NUEVO ENLACE HVDC ALTO JAHUEL – ENTRE RÍOS

En vista de las congestiones observadas en el tramo 4x500 kV Alto Jahuel – Ancoa, se propone evaluar el desarrollo de una línea HVDC entre las Subestaciones Entre Ríos 220 kV y Alto Jahuel 500 kV empleando los circuitos existentes, para así promover el desarrollo de una solución que permita ampliar sustancialmente la capacidad de transmisión entre las subestaciones Charrúa y Alto Jahuel, sin tener que recurrir a construir una nueva línea de transmisión.

Respecto a la selección de los conductores a emplear, se utilizan dos criterios, primero que el circuito vaya en una torre independiente para así evitar acoplamiento con el sistema HVAC, mientras que el segundo consiste en emplear la mayor cantidad de conductores por fase posible, para así evitar problemas de efecto corona, radio interferencia y ruido audible. En base a estos criterios, se propone emplear la línea 1x500 kV Alto Jahuel – Ancoa L2 y la línea 1x500 kV Ancoa – Charrúa, las cuales van en torres independientes y cuentan con cuatro conductores por fase.

Adicionalmente, cabe indicar que los circuitos seleccionados permiten realizar la unión más sencilla entre uno de los circuitos de los tramos Alto Jahuel – Ancoa y Ancoa – Charrúa/Entre Ríos, dado que la conexión de ambos se puede realizar sin interferir con otras instalaciones. Esto se muestra en la Figura 4-79.



Figura 4-79: Unión del enlace HVDC en el entorno a S/E Ancoa.

Empleando los circuitos 1x500 kV Alto Jahuel – Ancoa L2 y la línea 1x500 kV Ancoa – Charrúa, se proyecta construir un enlace HVDC en bipolo con retorno metálico de ± 500 kV, entre la subestación Alto Jahuel y la subestación Lo Aguirre, de una longitud aproximada de 470 km. La capacidad del bipolo debe ser de al menos 1000 MW por polo.

Mediante esta obra, sería posible transmitir alrededor de 4120 MW desde el entorno de Charrúa hasta la S/E Alto Jahuel, es decir 920 MW adicionales a la condición actual.

La Tabla 4-44 muestra el costo estimado de este proyecto.

Tabla 4-44. Valorización de la obra Nuevo Enlace HVDC Alto Jahuel – Entre Ríos.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	451.499
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	99.330
3	SUB TOTAL CONTRATO	550.829
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	93.641
5	COSTO TOTAL PROYECTO	644.470

La evaluación económica de este proyecto desarrollado en conjunto al proyecto nueva línea 2x220 kV Mataquito – Portezuelo, realizada en base a los cuatro escenarios de ofertas analizados, se presenta en la Tabla 4-45.

Tabla 4-45: Evaluación económica Nuevo Enlace HVDC Alto Jahuel – Entre Ríos.

Nuevo Enlace HVDC Alto Jahuel – Entre Ríos	ESC B [miles de USD]
Valor Presente Ahorro	\$21.695
Valor Presente Inversión	\$503.532
Beneficios	\$-481.837

Conforme a los resultados obtenidos, se observa que los ahorros son prácticamente insignificantes en relación con el costo de la obra, por lo cual no se procede a evaluar los beneficios en otros escenarios. En resumen, el Coordinador no promueve el desarrollo de esta obra.

4.4.2 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DE LÍNEAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

De acuerdo con la Metodología y Criterios de Planificación desarrollados por el Coordinador, las SS/EE listadas en la tabla 4-46, de la Zona Alto Jahuel – Charrúa, pertenecen a la clasificación de Zona de Densidad Media y Capitales Regionales.

Tabla 4-46. SS/EE de la Zona Alto Jahuel – Charrúa, caracterizadas por alimentar demandas de Zona de Densidad Media y Capitales Regionales.

Región	Subestación
Metropolitana de Santiago	Buín (Transnet)
	Isla de Maipo
	Bajo Melipilla
Libertador Bernardo O’Higgins	Cachapoal
	Alameda
	San Vicente de Tagua Tagua
Maule	Parral
	Chacahuín
	Teno
Ñuble	Chillán
	Santa Elvira

En el siguiente apartado, se muestran los resultados de la aplicación de contingencias N-1 en líneas de transmisión zonal, que han permitido analizar el comportamiento del abastecimiento de las distintas SS/EE. El escenario de análisis corresponde al de verano día, año 2026, dado que es el escenario más exigente del horizonte de análisis.

4.4.2.1 S/E BUIN (TRANSNET)

Como se observa en la figura 4-80, la S/E Buin (Transnet) es abastecida mediante las líneas 1x66 kV Alto Jahuel – Buin (Transnet) y 1x66 kV Fátima – Buin (Transnet). En operación normal, el paño BS opera abierto, cerrando ante la indisponibilidad de alguna de las líneas en 66 kV mencionadas.

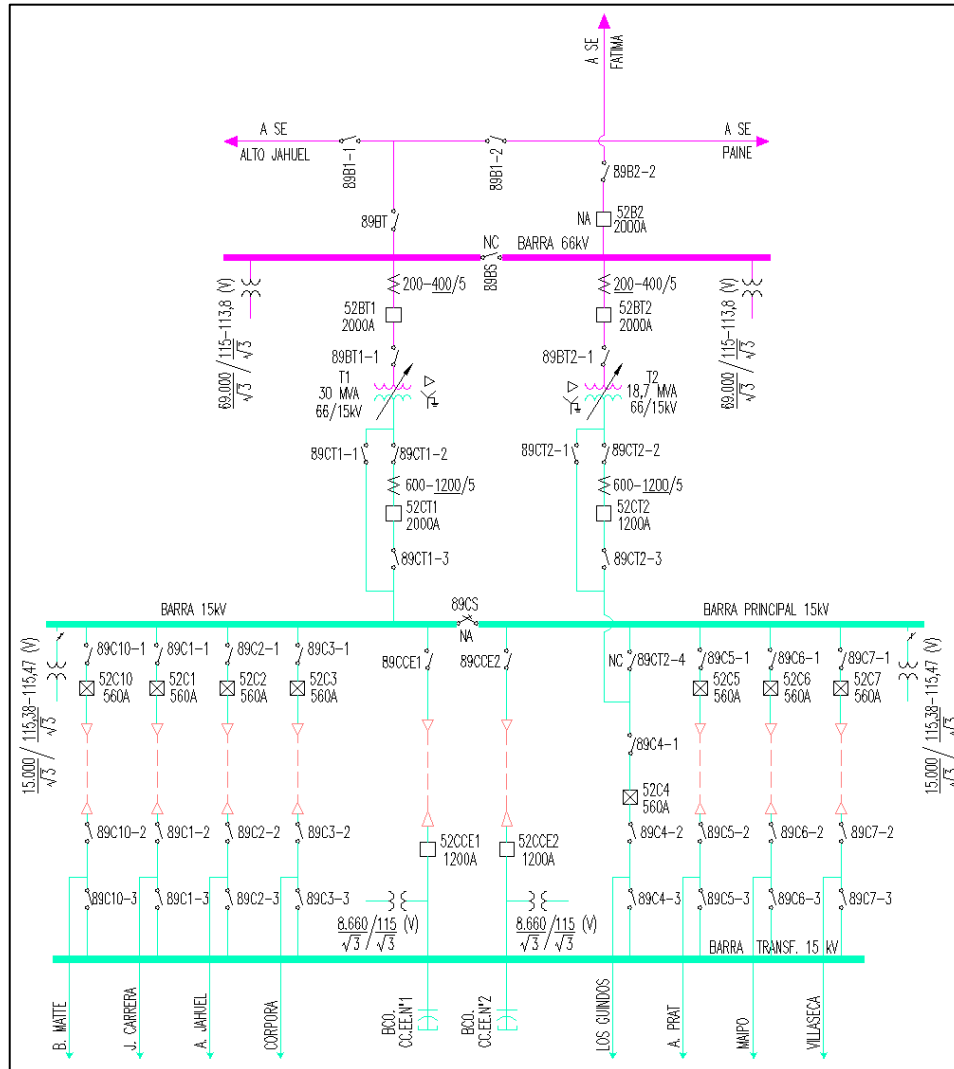


Figura 4-80. Diagrama unilineal S/E Buin.

La tabla 4-47 resume el análisis de contingencias realizado para la S/E Buin.

Tabla 4-47. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Buin.

Línea de transmisión	[MVA] a 35°C	Red N	Cargabilidad	
			Red N-1 Contingencia	
			1x66 kV Alto Jahuel – Buin (Transnet)	1x66 kV Fátima – Buin (Transnet)
1x66 kV Alto Jahuel – Buin (Transnet)	22	136%	0%	236%
1x66 kV Fátima – Buin (Transnet)	46	47%	114%	0%

De acuerdo con el análisis anteriormente descrito, permite observar la relevancia del proyecto propuesto en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019, aumento de capacidad línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin. Sin embargo, Cabe señalar que existe una inconsistencia en la plataforma de Información Técnica del Coordinador, respecto de la capacidad del tramo en cuestión. Específicamente, se trata del valor consignado en dicha plataforma respecto de la capacidad del tramo en función de la temperatura y los documentos anexos ingresados por la empresa propietaria, para la misma instalación. El Coordinador ha realizado distintas gestiones para validar la información con la empresa propietaria de las instalaciones, pero estos esfuerzos han resultado infructuosos.

Adicionalmente, se observa una evidente sobrecarga en la línea 1x66 kV Fátima – Buin (Transnet), al presentar una contingencia la línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin (Transnet).

Dado lo anterior, se evaluaron distintas alternativas resultando seleccionada por presentar mayores ventajas, la alternativa de repotenciar la actual línea 1x66 kV Fátima – Buin (Transnet) mediante el reemplazo de conductor, con una capacidad de al menos 70 MVA a 35°C, permitiendo así aumentar la capacidad de respaldo frente a una contingencia.

La Tabla 4-48 muestra el costo estimado de este proyecto.

Tabla 4-48. Valorización de la obra aumento de capacidad línea 1x66 kV Fátima – Buin (Transnet).

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	844
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	186
3	SUB TOTAL CONTRATO	1.030
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	175
5	COSTO TOTAL PROYECTO	1.205

4.4.2.2 S/E ISLA DE MAIPO

Como se observa en la figura 4-81, la S/E Isla de Maipo se conecta en tensión de 66 kV con las SS/EE El Monte, Fátima y Paine. Adicionalmente, la S/E Isla de Maipo alimenta la S/E Papelera Talagante CMPC. En operación normal, la línea 1x66 kV Isla de Maipo – El Monte opera abierta en el extremo de S/E El Monte, cerrándose solamente ante la indisponibilidad de la línea 1x66 kV Isla de Maipo – Paine o tramos de líneas entre las SS/EE Bajo Melipilla y El Monte.

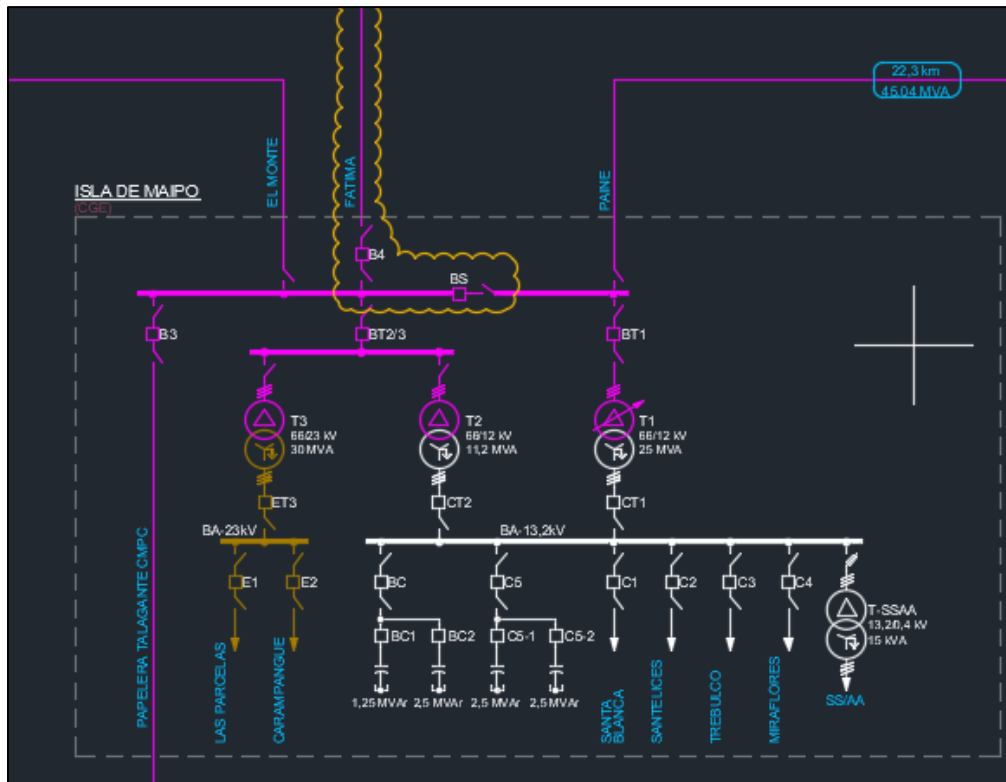


Figura 4-81. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Isla de Maipo.

La tabla 4-49 resume el análisis de contingencias realizado para la S/E Isla de Maipo. En el análisis se omite la alimentación desde la línea 1x66 kV Isla de Maipo – El Monte, dada la conexión Dyn1 del transformador de S/E Bajo Melipilla que imposibilita la sincronización de estos extremos.

Tabla 4-49. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Isla de Maipo.

Línea de transmisión	[MVA] a 35°C	Red N	Cargabilidad	
			Red N-1	
			Contingencia	
			1x66 kV Isla de Maipo – Paine	1x66 kV Isla de Maipo – Fátima
1x66 kV Isla de Maipo - Paine	40	39%	0%	179%
1x66 kV Isla de Maipo - Fátima	78	64%	70%	0%

Según se observa en la tabla 4-49, la línea 1x66 kV Isla de Maipo – Paine, presenta sobrecarga en condición N-1. Dado lo anterior, se propone el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Isla de Maipo – Paine, con capacidad de transporte de, al menos, 90 MVA a 35°C.

La tabla 4-50 muestra el costo estimado de este proyecto incorporando la instalación de un paño completo para la posición de la línea en S/E Isla de Maipo.

Tabla 4-50. Valorización de la obra aumento de capacidad línea 66 kV Isla de Maipo - Paine.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	2.450
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	539
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.989
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	508
5	COSTO TOTAL PROYECTO	3.497

4.4.2.3 S/E BAJO MELIPILLA

Como se observa en la figura 4-82, la S/E Bajo Melipilla se conecta en tensión de 110 kV a través de la línea 1x110 kV Tap Off Alto Melipilla – Bajo Melipilla. Adicionalmente, la S/E Bajo Melipilla se conecta con las SS/EE Chocalán y El Maitén a través de las respectivas líneas en 66 kV. En el futuro, el abastecimiento de la demanda de la S/E Bajo Melipilla es reforzado mediante el proyecto Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, tendido del primer circuito.

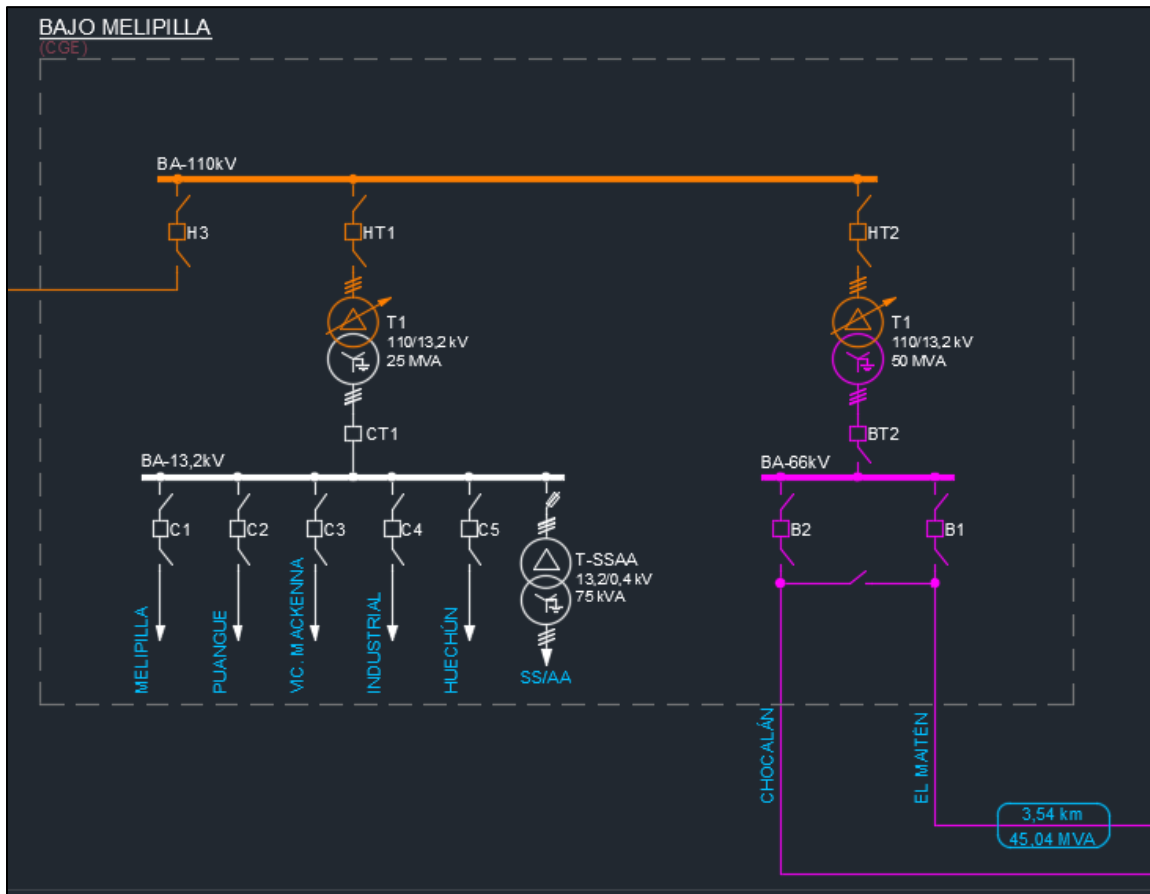


Figura 4-82. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Bajo Melipilla.

La tabla 4-51 resume el análisis de contingencias realizado para la S/E Bajo Melipilla. El abastecimiento de la S/E Bajo Melipilla es considerado para efectos del análisis, desde las SS/EE Alto Melipilla y Tap Off Alto Melipilla. Lo anterior, fundamentado en el hecho que la línea 1x66 kV Chocalán - Mandinga opera abierta en el extremo de la S/E Chocalán, por lo tanto, no es una línea que abastezca a la S/E Bajo Melipilla a través de la línea 1x66 kV Bajo Melipilla – Chocalán. De igual manera para la línea 1x66 kV Bajo Melipilla – El Maitén, cuya línea radial 1x66 kV Isla de Maipo – El Monte opera abierta en el extremo de S/E El Monte.

Tabla 4-51. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Bajo Melipilla.

Línea de transmisión	[MVA] a 35°C	Red N	Cargabilidad	
			Red N-1	
			Contingencia	
			2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, C1	1x110 kV Bajo Melipilla – Tap Off Melipilla
2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, C1	59	32%	0%	67%
1x110 kV Bajo Melipilla - Tap Off Melipilla	50	51%	99%	0%

Según se observa en la tabla 4-51, la línea 1x110 kV Bajo Melipilla – Tap Off Melipilla se encuentra cercana a su capacidad nominal ante contingencia de la línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, C1. En los próximos procesos de expansión, se evaluará la pertinencia de recomendar el tendido del segundo circuito de la línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla.

4.4.2.4 S/E CACHAPOAL

Como se observa en la figura 4-83 , la S/E Cachapoal se conecta en redes de 66 kV a través de las líneas 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal, 1x66 kV Tap Off Alameda – Cachapoal. Adicionalmente, la S/E Cachapoal alimenta la S/E Machalí a través de la línea en 66 kV respectiva. La línea 1x66 kV Rancagua – Tap Off Alameda – Cachapoal opera abierta en los extremos Rancagua y Alameda, cerrándose ante la indisponibilidad de las SS/EE Rancagua o Alameda.

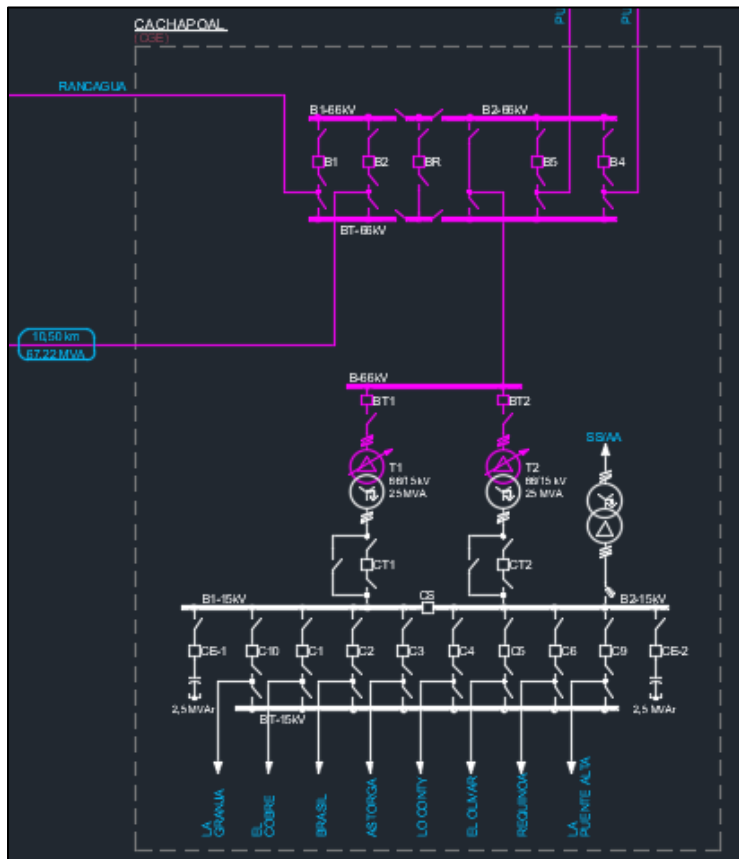


Figura 4-83. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Cachapoal.

La tabla 4-52 resume el análisis de contingencia realizado para la S/E Cachapoal.

Tabla 4-52. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Cachapoal.

Línea de transmisión	[MVA] a 35°C	Red N	Cargabilidad	
			Red N-1 Contingencia	
			1x66 kV Cachapoal – Punta de Cortés, C1	1x66 kV Cachapoal – Punta de Cortés, C2
1x66 kV Cachapoal – Punta de Cortés, C1	46	50%	0%	101%
1x66 kV Cachapoal – Punta de Cortés, C2	46	50%	101%	0%

Según se observa en la tabla 4-52, la línea 1x66 Cachapoal – Punta de Cortés, C1 o C2 presenta una pequeña sobrecarga en condición N-1 que puede ser enfrentada transitoriamente. Dado lo anterior, en los próximos procesos de expansión, se evaluará la pertinencia de recomendar soluciones que permitan abastecer la S/E Cachapoal en condición N-1 en líneas de transmisión.

4.4.2.5 S/E ALAMEDA

Como se observa en la figura 4-84, la S/E Alameda se conecta en redes de 66 kV a través del Tap Off Alameda y las líneas 1x66 kV Tap Off Alameda – Cachapoal y 1x66 kV Tap Off Alameda - Rancagua. En condiciones normales, la S/E Alameda es abastecida desde la S/E Rancagua, operando la línea 1x66 kV Tap Off Alameda – Cachapoal abierta en el extremo de la S/E Cachapoal. La S/E Alameda tendrá en ejecución el proyecto Ampliación S/E Alameda del DE N°418/2017, adjudicado en la tercera licitación respectiva. El proyecto mencionado, incorporará un nuevo transformador 66/15 kV 40 MVA, junto con la normalización de paños a nivel de 66 kV para la conexión independiente de las líneas 2x66 kV Rancagua – Alameda.

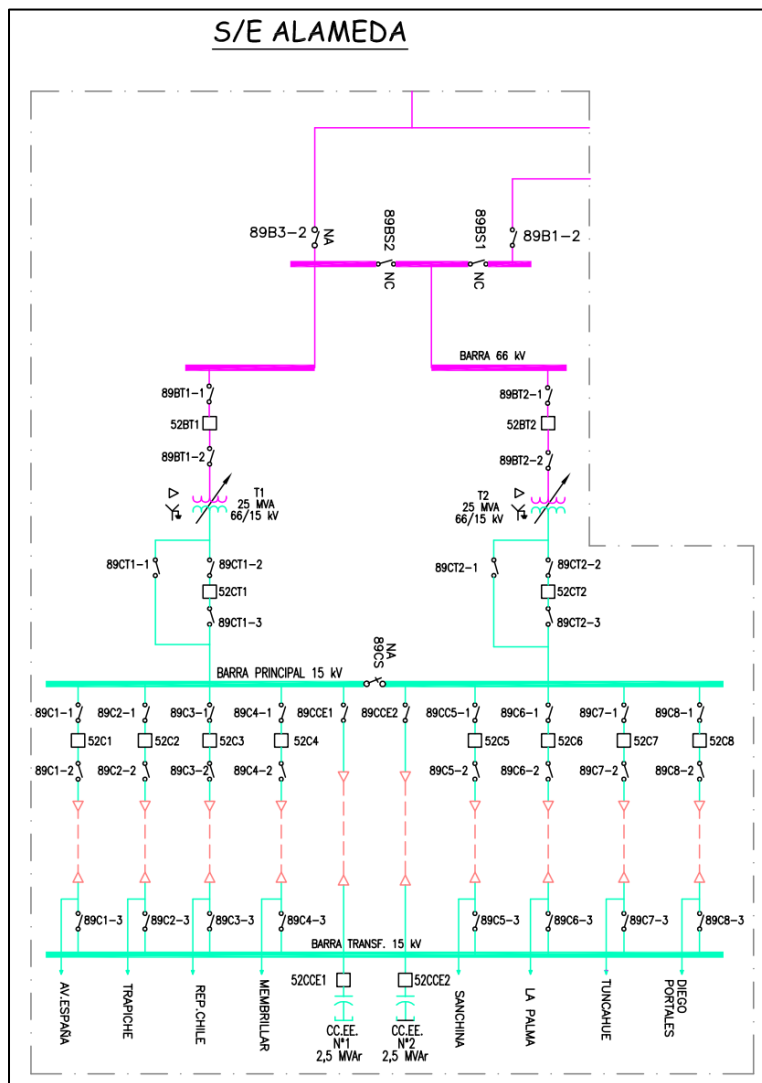


Figura 4-84. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Alameda.

La tabla 4-53 resume el análisis de contingencia realizado para la S/E Alameda. En este caso, se asume como condición operacional, que ante indisponibilidad de la línea 1x66 kV Rancagua – Alameda C2, cierra la línea 1x66 kV Alameda – Cachapoal.

Tabla 4-53. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Alameda.

Línea de transmisión	[MVA] a 35°C	Red N	Cargabilidad
			Red N-1 Contingencia
			1x66 kV Rancagua – Alameda, C2
1x66 kV Rancagua – Alameda, C1	31	40%	98%
1x66 kV Rancagua – Alameda, C2	90	34%	0%
1x66 kV Cachapoal – Alameda	31	0%	47%

Conforme a los resultados presentados en la tabla 4-53, se concluye que la subestación Alameda cuenta con respaldo N-1 al año 2026 a nivel de líneas de transmisión.

4.4.2.6 S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA

Como se observa en la figura 4-85, la S/E San Vicente de Tagua Tagua se conecta en redes de 66 kV a través de las líneas 1x66 kV Malloa Nueva – San Vicente de Tagua Tagua, 1x66 kV Las Cabras – San Vicente de Tagua Tagua y 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – La Ronda. En condiciones normales, el interruptor seccionador BS opera abierto, cerrándose ante la indisponibilidad de una de las siguientes líneas: 1x66 kV Malloa Nueva – San Vicente de Tagua Tagua, 1x66 kV San Fernando – La Ronda o 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – La Ronda. Adicionalmente, en la zona se han declarado desierto licitaciones para la construcción de los proyectos Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua del DE N°418/2017 y Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua del DE N°293/2018.

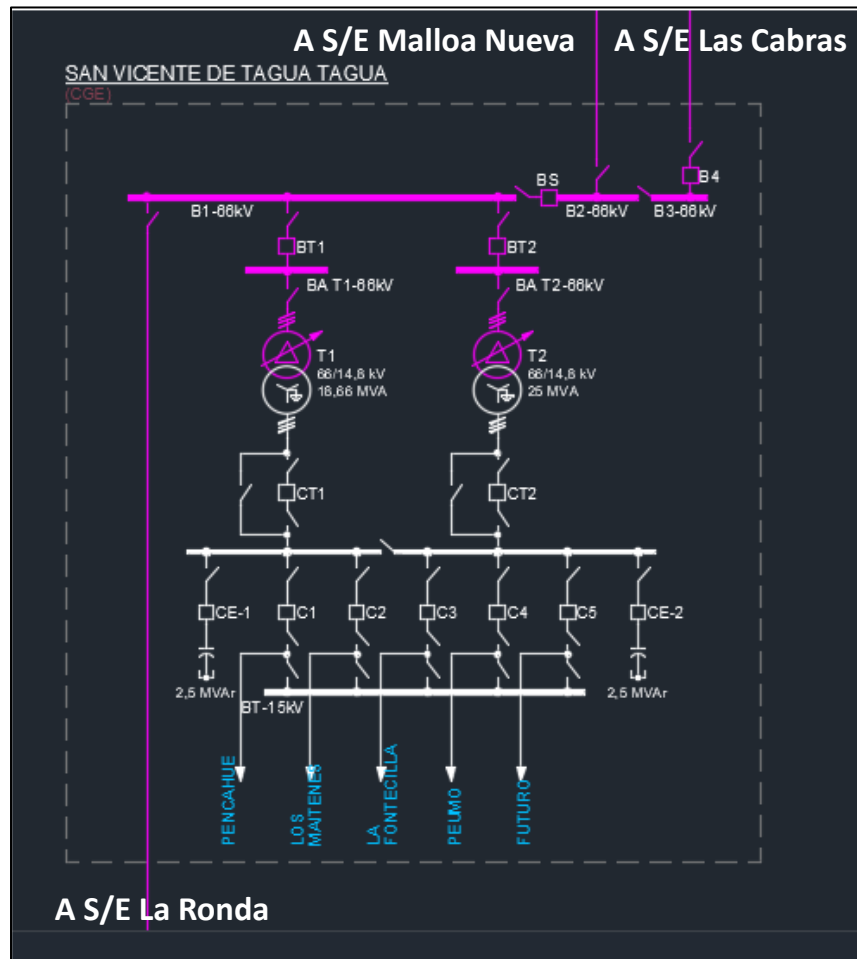


Figura 4-85. Diagrama unilineal simplificado de la S/E San Vicente de Tagua Tagua.

La tabla 4-54 resume el análisis de contingencia realizado para la S/E San Vicente de Tagua Tagua. En este caso, se asume la condición operacional existente, la cual cierra el interruptor BS ante la indisponibilidad de las líneas 1x66 kV Malloa Nueva – San Vicente de Tagua Tagua o 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – La Ronda. El análisis de apertura de la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras no se analiza dado que una apertura de esta línea desabastece las SS/EE Las Cabras y El Manzano.

Tabla 4-54. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E San Vicente de Tagua Tagua.

Línea de transmisión	[MVA] a 35°C	Red N	Cargabilidad	
			Red N-1	
			Contingencia	
			1x66 kV SVTT – Malloa Nueva	1x66 kV SVTT – La Ronda
1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Malloa Nueva	46	50%	0%	146%
1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – E70	46	92%	142%	0%
1x66 kV E70 – E61	46			
1x66 kV E61 – La Ronda	46			
1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras	31	73%	73%	82%

Como se observa en la tabla 4-54, la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – La Ronda alta cargabilidad en condición N y N-1. En virtud del análisis realizado y las recomendaciones ya realizadas en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se recomienda a la empresa propietaria de estas SS/EE, Compañía General de Electricidad, la aplicación del artículo 102° de la Ley.

Tabla 4-55. Proyectos de la zona circundante a la S/E San Vicente de Tagua Tagua que deben ser ejecutados a la brevedad mediante Artículo 102°.

N°	Decreto Exento	Tipo de Obra	Proyecto	Recomendación
1	293/2018	Ampliación	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
2	293/2018	Ampliación	Ampliación en S/E El Manzano	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
3	293/2018	Ampliación	Ampliación en S/E La Esperanza	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
4	4/2019	Nueva	Nueva Línea 1x66kV La Esperanza-El Manzano	Requiere Proyecto vía Artículo 102°

4.4.2.7 S/E PARRAL

Como se observa en la figura 4-86, la S/E Parral se conecta a redes de 154 kV a través de las líneas 1x154 kV Linares – Parral y 1x154 kV Parral – Monterrico. En operación normal, la S/E Parral es abastecida desde la S/E Monterrico, manteniendo abierta la línea 1x154 kV Parral – Linares. Esta línea, solo cierra ante indisponibilidad de tramos en 154 kV entre SS/EE Charrúa y Parral. Adicionalmente, la S/E Parral tendrá enlace con la S/E Nueva Cauquenes, a través del proyecto Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Parral del DE N°418/2017.

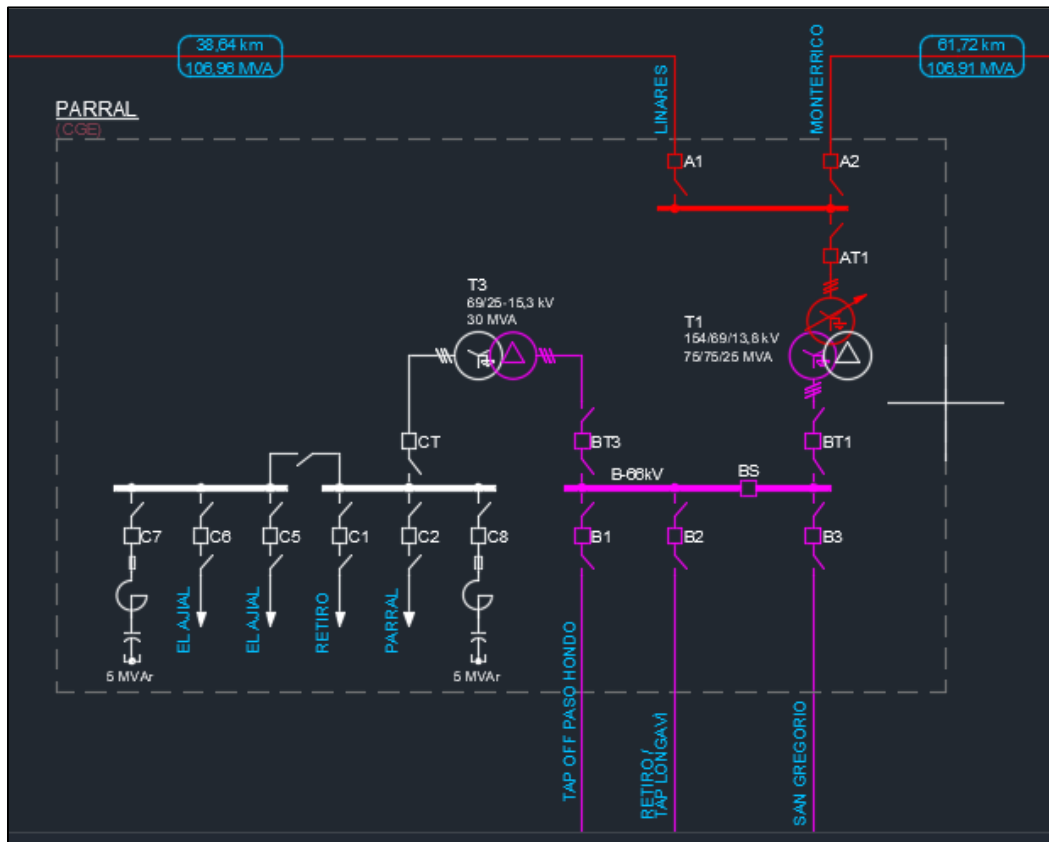


Figura 4-86. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Parral.

La tabla 4-56 resume el análisis de contingencia realizado para la S/E Parral. En este caso, se asume la condición operacional existente, la cual asume abastecimiento a través de la línea 1x154 kV Charrúa – Monterrico, cerrando la línea 1x154 kV Parral – Linares solo en caso de contingencia.

Tabla 4-56. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Parral.

Línea de transmisión	[MVA] a 35°C	Red N	Cargabilidad	
			Red N-1 Contingencia	
			1x154 kV Parral – Monterrico	2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral, Circuito 1
1x154 kV Parral – Monterrico	72	64%	0%	69%
1x154 kV Parral – Linares	72	0%	20%	0%
2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral, Circuito 2	90	15%	25%	21%

Según se observa en la tabla 4-56, todas las contingencias cumplen con criterios de cargabilidad menores al 85% de las líneas analizadas; por lo tanto, no se recomiendan obras en términos de seguridad N-1 en líneas de transmisión.

4.4.2.8 S/E CHACAHUÍN

Como se observa en la figura 4-87, la S/E Chacahuín se conecta a redes de 66 kV a través de las líneas 1x66 kV Chacahuín – Linares y 1x66 kV Chacahuín – Tap Off Putagán/Ancoa. En operación normal, la S/E Chacahuín es abastecida desde la S/E Linares, manteniendo abierta la línea 1x66 kV Chacahuín – Ancoa, abierto en el extremo Ancoa. Adicionalmente, la S/E Parral tendrá enlace con la S/E Nueva Cauquenes, a través del proyecto Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Parral del DE N°418/2017.

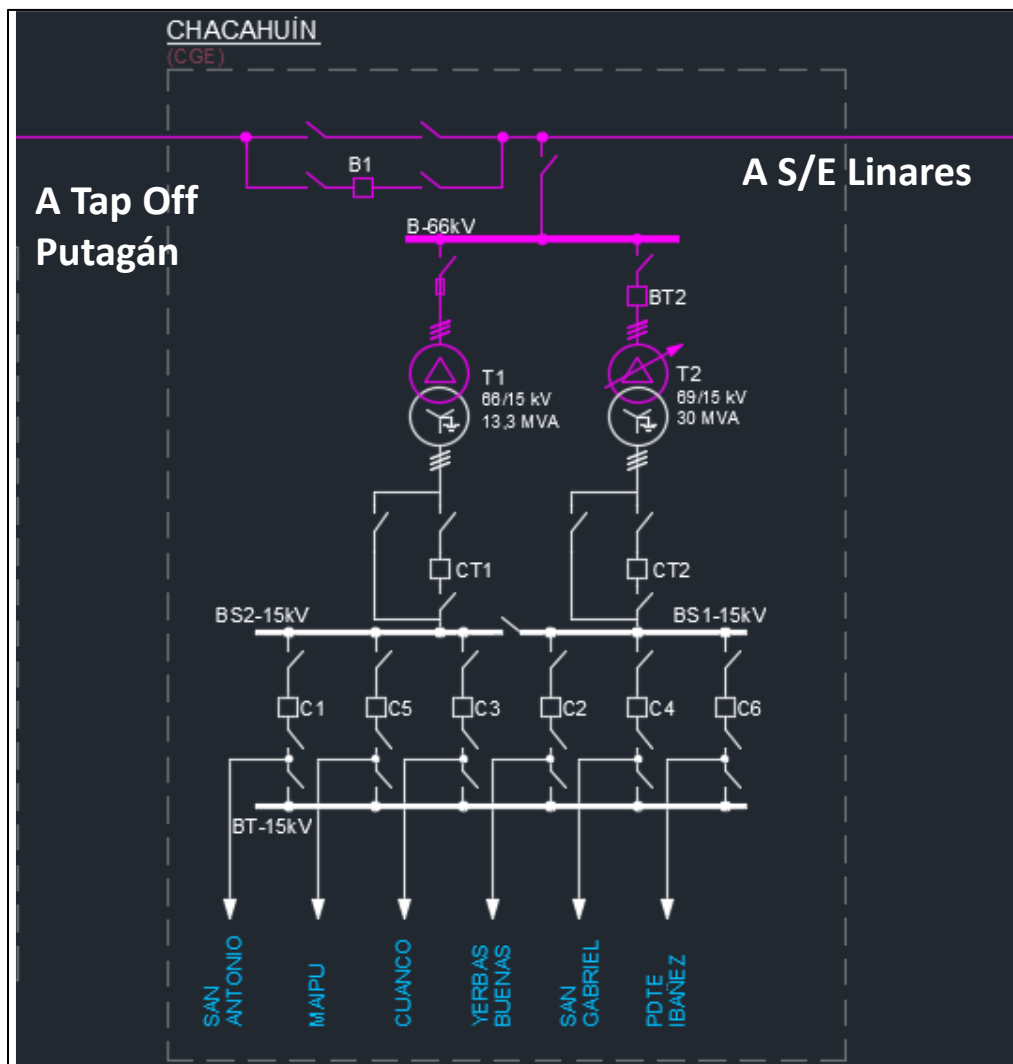


Figura 4-87. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Chacahuín.

La tabla 4-57 resume el análisis de contingencia realizado para la S/E Chacahuín. En este caso, se asume la condición operacional existente, la cual asume abastecimiento a través de la línea 1x66 kV Chacahuín – Linares.

Tabla 4-57. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Chacahuín.

Línea de transmisión	[MVA] a 35°C	Red N	Cargabilidad
			Red N-1 Contingencia
1x66 kV Chacahuín - Linares	67	31%	1x66 kV Chacahuín - Linares 0%
1x66 kV Chacahuín – Tap Putagán/Ancoa	19	51%	El abastecimiento a través de la línea 1x66 kV Chacahuín – Tap Putagán/Ancoa no aplica por la capacidad de la línea 1x66 kV Chacahuín – Tap Putagán/Ancoa (independiente de la generación local del Embalse Ancoa)

Según se observa en la tabla 4-57, la S/E Chacahuín no posee seguridad ante contingencia N-1 en líneas de transmisión.

Como proyecto se propone un segundo circuito en 66 kV entre las SS/EE Chacahuín y Linares, de aproximadamente 0,5 km, con capacidad de transporte de, al menos, 50 MVA a 35°C, tal como se ha establecido para el proyecto Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Chacahuín – Linares del DE N°293/2018. Este proyecto contempla la ampliación de la plataforma y barra en 66 kV de la subestación Linares y una readecuación del actual patio en 66 kV de la Subestación Chacahuín donde cada circuito tenga un paño completo al igual que para el caso del Transformador N°1.

Dado que no se dispone del plano de planta de la SE Chacahuín, no fue posible dimensionar el espacio disponible en patio de la subestación para las adecuaciones mencionadas, sin embargo, al considerar la imagen satelital (Google Earth) se observa que existe espacio disponible.

La tabla 4-58 muestra el costo estimado de este proyecto.

Tabla 4-58. Valorización de la obra nueva línea 66 kV Chacahuín – Linares, circuito 2.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	3.085
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	679
3	SUB TOTAL CONTRATO	3764
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	640
5	COSTO TOTAL PROYECTO	4.404

4.4.2.9 S/E TENO

Como se observa en la figura 4-88, la S/E Teno se interconecta a redes de 154 kV a través de la línea 1x154 kV Teno – Empalme Teno. Adicionalmente, en 154 kV abastece a la S/E MDP Teno. La S/E Teno actualmente solo posee un circuito de abastecimiento en 154 kV; por lo tanto, con el propósito de otorgar seguridad en condición N-1 de líneas de transmisión, se propone un segundo circuito en 154 kV entre las SS/EE Teno Empalme y Teno, de aproximadamente 3 km, utilizando un conductor

de aluminio AAAC Helsinki, para una línea con características similares del proyecto Aumento de capacidad línea 1x154 kV Empalme Teno – Teno del DE N°418/2017.

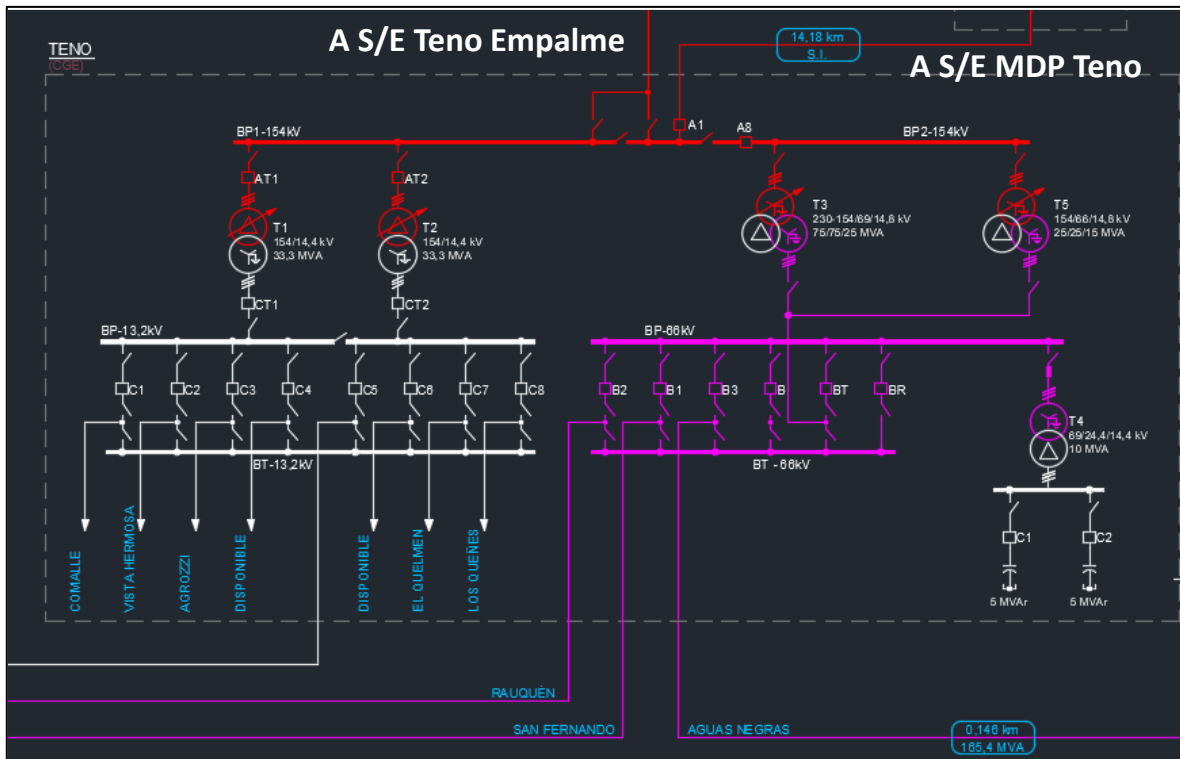


Figura 4-88. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Teno.

La tabla 4-59 muestra el costo estimado de este proyecto.

Tabla 4-59. Valorización de la obra nueva línea 154 kV Empalme Teno - Teno, circuito 2.

Ítem	Descripción	Costo Total [miles de USD]
1	TOTAL COSTO DIRECTO	1.316
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	654
3	SUB TOTAL CONTRATO	1.970
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	325
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.295

4.4.2.10 S/E CHILLÁN

Como se observa en la figura 4-89, la S/E Chillán se interconecta a redes de 66 kV a través de las líneas 1x66 kV Chillán – Tap Off Quilmo II, 1x66 kV Chillán – Tap Off El Nevado y 1x66 kV línea Chillán - Monterrico. Adicionalmente, la línea 1x154 kV Chillán – Monterrico permite conexión de la S/E Chillán a redes de 154 kV. En operación normal, las condiciones operacionales son las siguientes:

- La línea 1x66 kV Chillán – Monterrico opera abierta en el extremo Chillán, cerrando ante indisponibilidad del transformador T1 154/66/148 kV 75 MVA de la S/E Chillán o la línea 1x154 kV Chillán - Monterrico.
- La línea 1x66 kV Chillán – Tap Off El Nevado opera abierta en el extremo Tap Off El Nevado, cerrando ante indisponibilidad de la línea 1x66 kV Monterrico – Tap Off El Nevado, del transformador 154/66 kV 75 MVA de la S/E Monterrico o de la línea 1x154 kV Charrúa – Monterrico.
- La línea 1x66 kV Charrúa – Chillán opera abierta en el extremo Chillán, cerrando ante indisponibilidad de líneas entre S/E Charrúa y S/E Quilmo.
- En resumen, en condición normal, la S/E Chillán se abastece a través de la línea 1x154 kV Monterrico – Chillán.

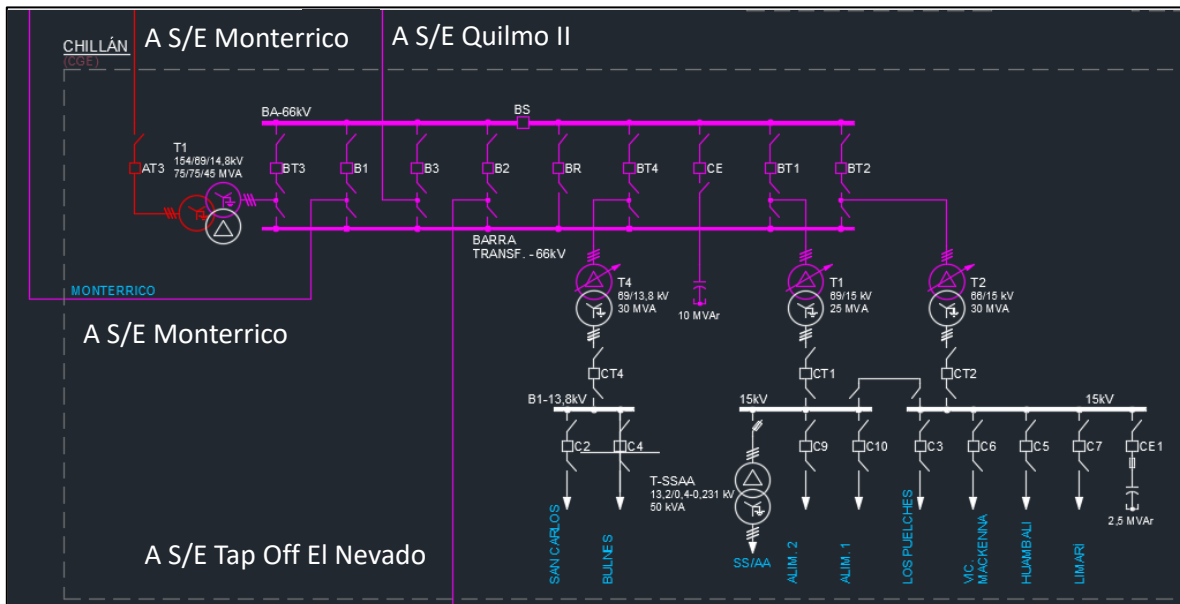


Figura 4-89. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Chillán.

La tabla 4-60 resume el análisis de contingencia realizado para la S/E Chillán. En este caso, se asumen las condiciones operacionales descritas.

Tabla 4-60. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Chillán.

Línea de Transmisión	[MVA] a 35°C	Red N	Cargabilidad
			Red N-1 Contingencia 1x154 kV Chillán – Monterrico
1x154 kV Chillán – Monterrico	75	61%	0%
1x66 kV Chillán – Estructura 14	31	0%	94%
1x66 kV Estructura 14 - Monterrico	79	0%	38%
1x66 kV Chillán – Tap Off El Nevado	46	0%	45%
1x66 kV Chillán – Quilmo II	90	0%	0%

Como se observa en la tabla 4-60, la S/E Chillán posee seguridad N-1 a nivel de líneas de transmisión.

4.4.2.11 S/E SANTA ELVIRA

Como se observa en la figura 4-90, la S/E Santa Elvira se interconecta a redes de 66 kV a través de las líneas 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado y 1x66 kV Santa Elvira – Nueva Aldea.

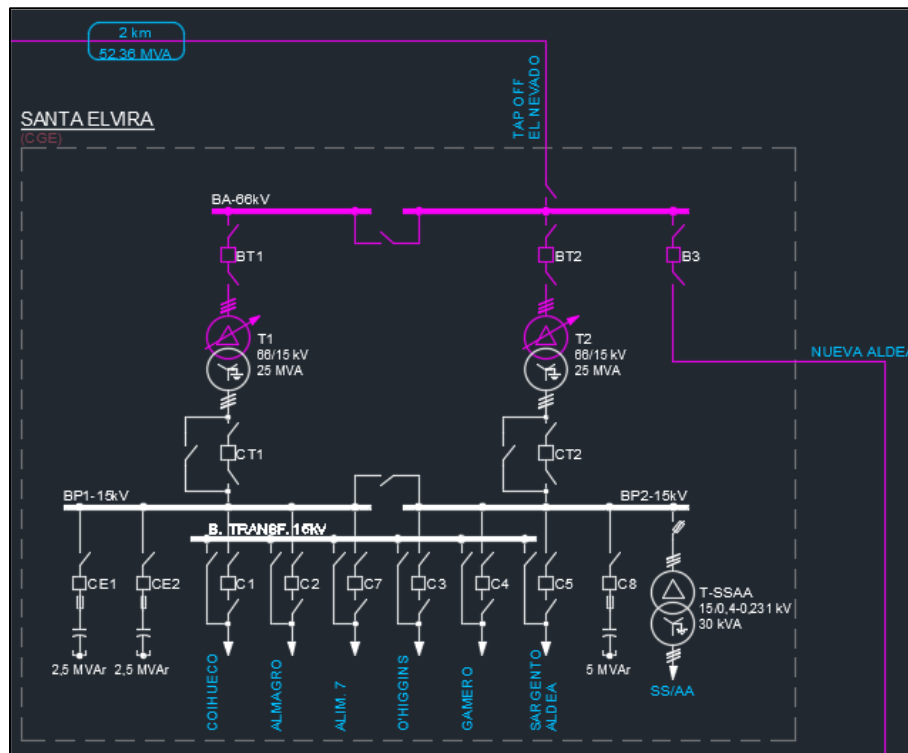


Figura 4-90. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Santa Elvira.

La tabla 4-61 resume el análisis de contingencia realizado para la S/E Santa Elvira. En este caso, se verifica si la central Nueva Aldea puede abastecer la S/E Santa Elvira ante la contingencia de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado.

Tabla 4-61. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Santa Elvira.

Línea de transmisión	[MVA] a 35°C	Red N	Cargabilidad
			Red N-1 Contingencia
			1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado
1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	46	101%	0%
1x66 kV Santa Elvira – Nueva Aldea	46	0%	101%

En la tabla 4-61, se observa que la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado, posee una alta cargabilidad en condición normal. En el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2020, se ha presentado el proyecto Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado, que da solución a esta alta cargabilidad. Adicionalmente, se observa en la tabla 4-61, que la S/E Santa Elvira, puede ser abastecida a través de la generación local de la Central Térmica Nueva Aldea ante contingencia de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado. Sin perjuicio de lo anterior, en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se ha propuesto la S/E Seccionadora Quinchimalí y la nueva línea 2x66 kV Dichato – Nueva Seccionadora Quinchimalí, con el propósito de otorgar nuevas alternativas de abastecimiento a la zona centro de la Región del Ñuble.

4.5 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

4.5.1 ANÁLISIS SUBESTACIÓN AT/MT PITRUFQUÉN

En el análisis de potencia firme presentado en la sección 6.8 del informe “Propuesta de Expansión 2021”, se identifican los requerimientos en transformación para asegurar el abastecimiento de la demanda en condición N-1 de transformadores que abastecen capitales regionales y/o demandas caracterizadas de densidad media y alta.

En dicho análisis se identifica la necesidad de desarrollar una obra de expansión en la subestación Pitrufoquén debido a que dicha subestación abastece más de 20 MW, distribuidos en alrededor de 29.625 clientes. Tal como se presenta en la Tabla 4-62.

Tabla 4-62. Antecedentes S/E Pitrufoquén.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]	Clientes
Pitrufoquén 13,2 kV	1	10	0	6,8	29.625
Pitrufoquén 23 kV	1	20	0	7,6	
Pitrufoquén 15 kV	1	10	0	6,7	

Como se aprecia de la Tabla 4-62 la subestación Pitrufoquén cuenta con tres transformadores AT/MT con niveles de tensión distintos en el secundario, por lo cual la solución de expansión para otorgar Potencia Firme no es trivial y debe ser evaluada en conjunto con el sistema de distribución de la zona. En este sentido, es que, a pesar de declarar la necesidad de desarrollar una obra, ésta se posterga hasta que el Coordinador profundice su metodología de planificación zonal incorporando a la red de distribución en la metodología de planificación.

4.5.2 ANÁLISIS SUBESTACIONES AT/MT DALCAHUE Y PID PID

En noviembre de 2020, el Coordinador publicó su informe de diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal, el cual fue sometido a observaciones por parte de la industria, entre las observaciones recibidas, la empresa Sistema de Transmisión del Sur S.A., en adelante STS, solicita actualizar el diagnóstico de los transformadores de las SS/EE Dalcahue y PID PID, teniendo en cuenta los trasposos entre estas subestaciones que se realizaron a fines del año 2019. De acuerdo con lo requerido por STS, se procede a actualizar el diagnóstico de ambos transformadores con el propósito de verificar la necesidad de desarrollar una obra de expansión para asegurar el abastecimiento de la demanda de esta zona.

El diagnóstico se realiza en base a las medidas del último trimestre del año 2019, obteniendo el percentil 99 del registro como demanda máxima representativa, el cual se proyecta de acuerdo con las tasas de crecimiento empleadas en Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.

Las cargabilidades para el periodo 2019-2026 se presentan en la Figura 4-91.

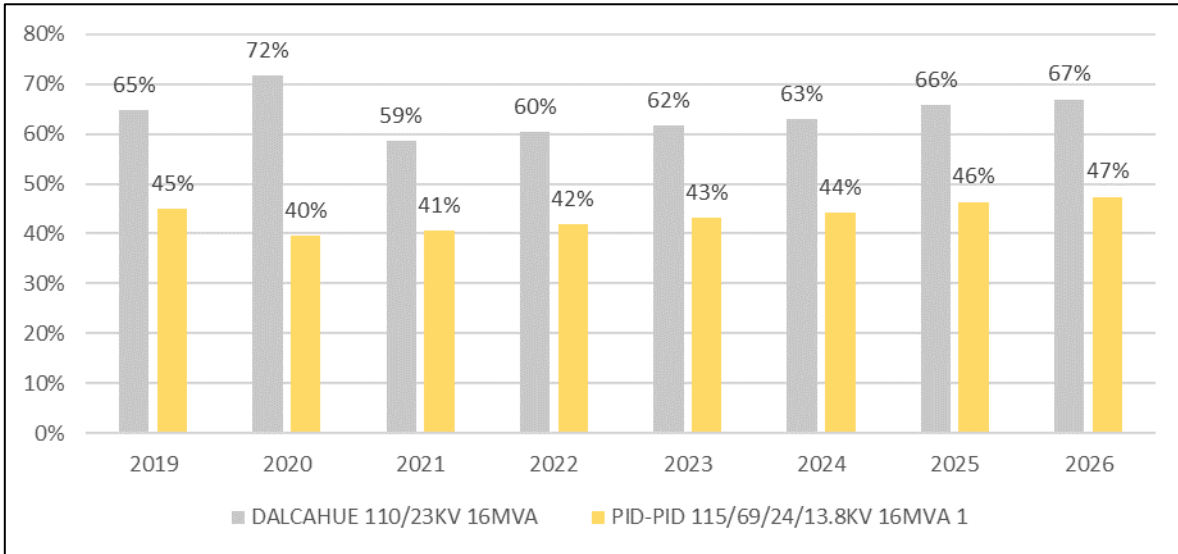


Figura 4-91: Cargabilidad estimada de los transformadores pertenecientes a las subestaciones Dalcahue y PID PID, para el periodo 2019 – 2026.

De la gráfica anterior, se aprecia que los niveles de cargabilidad estimados al año 2026 para los transformadores AT/MT de las subestaciones de las subestaciones Dalcahue y PID PID son de 67% y 47% respectivamente, por lo cual es posible abastecer la demanda manteniendo los niveles de holgura en transformación que considera el Coordinador.

Conforme a lo indicado anteriormente, no se identifica la necesidad de realizar una obra de ampliación que permita aumentar la capacidad de transformación en la zona.

4.5.3 ANÁLISIS ZONA MELIPULLI - PARGUA

En noviembre de 2020, el Coordinador publicó su informe de diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal, el cual fue sometido a observaciones por parte de la industria, entre las observaciones recibidas, la empresa Sistema de Transmisión del Sur S.A., en adelante STS, solicita actualizar sus análisis en vista de que en el diagnóstico no se incluye el traspaso de 5 MW desde la S/E Melipulli a la S/E Alto Bonito y revisar las iniciativas de proyectos evaluados por STS para esta Zona.

En este sentido es que el Coordinador presenta un análisis más exhaustivo de la zona comprendida entre las Subestaciones Melipulli y Pargua, la cual se presenta en la siguiente Figura 4-92.

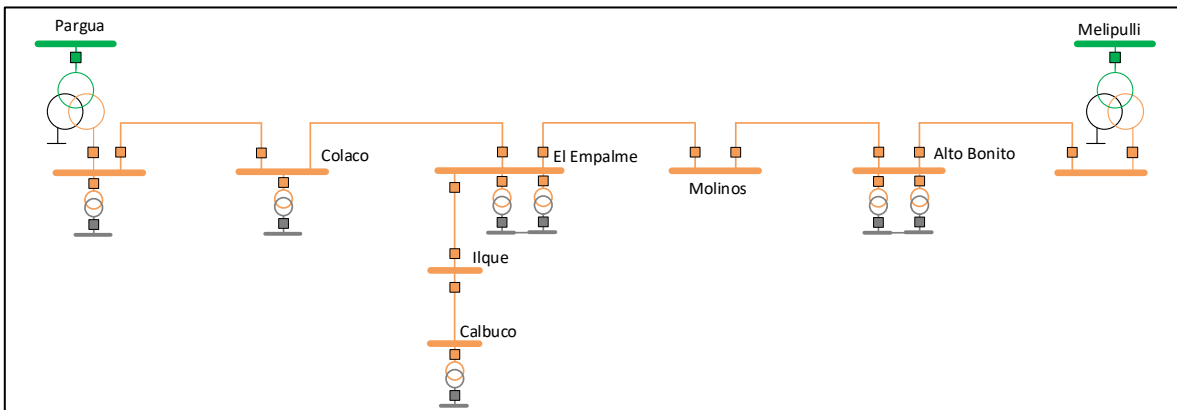


Figura 4-92: Diagrama Unilineal Simplificado Zona comprendida entre las subestaciones Melipulli y Pargua.

El análisis se basa en evaluar el desempeño del sistema de transmisión al año 2027, ante de demanda máxima coincidente que representen la máxima exigencia a los elementos de transmisión involucrados. La demanda máxima coincidente en la zona para periodos de verano/invierno y día/noche, obtenidas a partir de las medidas del año 2019, se presentan en la Tabla 4-63.

Tabla 4-63: Demanda Máxima Coincidente Zona Melipulli – Pargua (medidas 2019).

Transformador	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
PARGUA 110/23KV 30MVA	7,4	7,3	7,3	6,3
COLACO 69/24/13.8KV 16MVA 1	7,4	7,3	7,3	6,3
ALTO BONITO 110/23KV 30MVA	12,3	10,8	12,3	9,7
ALTO BONITO 110/23KV 30MVA 2	12,3	10,8	12,3	9,7
EL EMPALME 115/23KV 16MVA CTBC	4,5	5,5	5,7	3,7
EL EMPALME 115/24KV 16MVA T2	4,5	5,5	5,7	3,7
CALBUCO 115/69/24KV 16MVA	9,1	8,3	7,5	5,9
Total	57,5	55,7	58,1	45,3

En base a la información expuesta en la Tabla 4-63, se opta por utilizar las demandas de Verano Día para los análisis de línea, debido al impacto del sol y las altas temperaturas en las capacidades de transmisión, y el escenario de Invierno Día para diagnosticar los máximos usos de los transformadores AT/AT de las SS/EE Melipulli y Pargua.

Respecto a la generación en la zona, cabe consignar que se considera la Central Trapén fuera de servicio, ya que debido a su alto costo de operación no es regularmente despachada.

La proyección de demanda corresponde a la misma empleada en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, la cual corresponde a lo expuesto en la Tabla 4-64.

Tabla 4-64: Proyección de demanda para las comunas abastecidas por el sistema Zonal Melipulli – Pargua.

Comuna	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Calbuco	-3,3%	3,1%	2,0%	1,5%	1,8%	1,5%	1,6%
Puerto Montt	-0,2%	-0,5%	2,9%	2,6%	2,9%	2,7%	2,7%

Respecto a la temperatura, cabe consignar que se consideran las mismas empleadas para esta zona en la propuesta de expansión de la transmisión 2021, es decir, 25 °C para el escenario de Verano Día y 15 °C para el escenario de Invierno Día.

Los resultados del análisis realizado, para ambos escenarios se presentan en la Figura 4-93 y Figura 4-94.

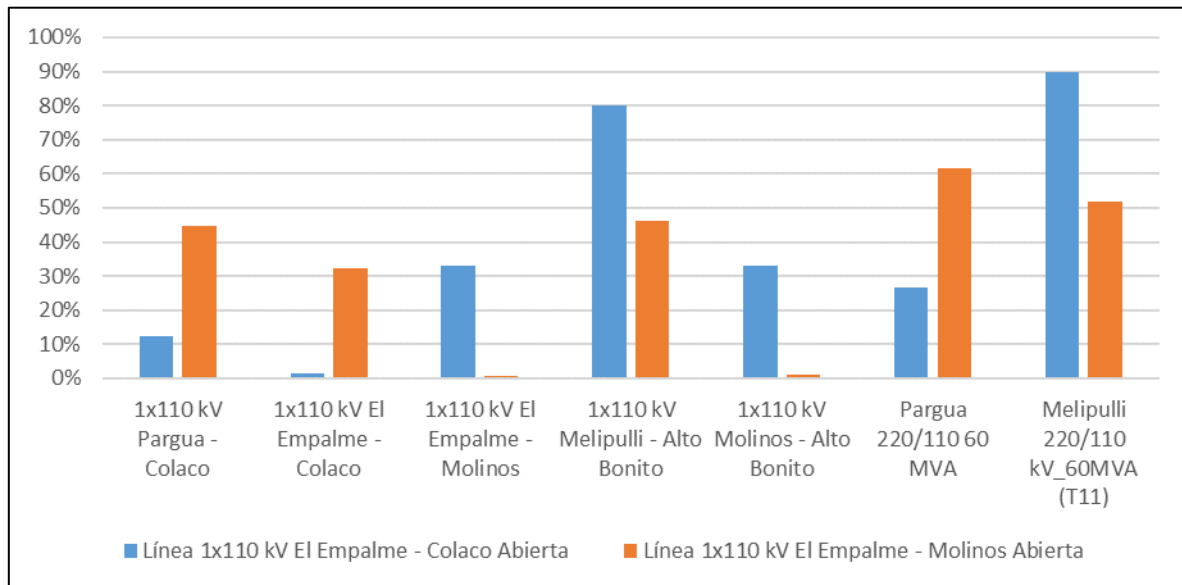


Figura 4-93: Cargabilidad Zona Pargua – Melipulli, Verano Día.

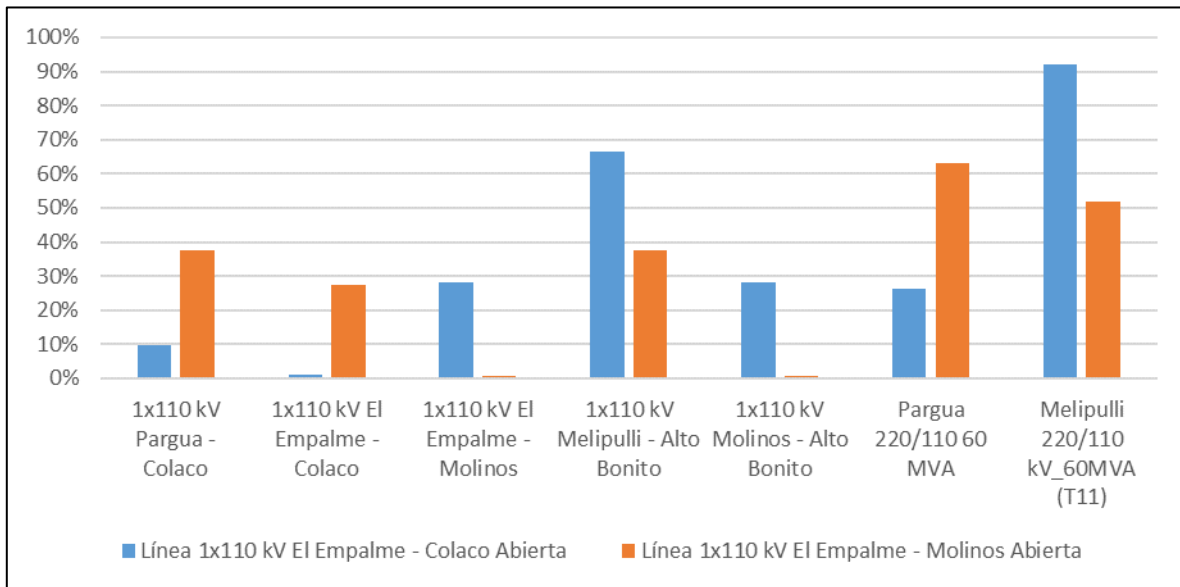


Figura 4-94: Cargabilidad Zona Pargua – Melipulli, Invierno Día.

De los resultados obtenidos se aprecia que el sistema de 110 kV abastecido desde las Subestaciones Pargua y Melipulli no presentan problemas de suficiencia al año 2027, sin embargo, hay que tener en cuenta que éste debe operar abierto entre las Subestaciones El Empalme y Molinos, para así equilibrar el uso de los transformadores 220/110 kV de las subestaciones Pargua y Melipulli.

4.6 ANÁLISIS DE RETIRO ANTICIPADO DE CENTRALES A CARBÓN

Ante la discusión parlamentaria de retiro de centrales a carbón de la matriz energética nacional, este Coordinador ha decidido comenzar un estudio de los impactos de una salida anticipada de centrales, particularmente hacia el año 2025. A esta discusión, se suma el anuncio de reconversión de tres centrales que actualmente operan con el energético primario discutido, que son las centrales Hornitos (CTH), Andina (CTA) e Infraestructura Energética Mejillones (IEM), donde las dos primeras operarán con biomasa forestal, mientras que la última a partir de gas natural licuado.

De este modo, a partir del escenario B de generación utilizado en este Complemento a la Propuesta de Expansión de Transmisión, el cual incorpora una curva de salida de carbón al año 2033, de conformidad con la Planificación Energética de Largo Plazo planteada por el Ministerio de Energía, se decide sensibilizar dos casos de estudio, a saber:

Caso 1: Escenario B, adicionando la conversión de CTH, CTA e IEM, a biomasa forestal y GNL, respectivamente.

Caso 2: Escenario B, con la reconversión de centrales CTH, CTA e IEM, junto con un retiro de las centrales Nueva Ventanas y Campiche.

Se decide analizar el retiro de las centrales en comento, puesto que son las únicas que seguirían operando posterior al año 2023 en la Quinta Región, luego del anuncio de salida de operación a Estado de Reserva Estratégica de Ventanas 1 y 2.

De este modo, las condiciones adicionales sumadas al escenario B, son las indicadas en la Tabla 4-65.

Tabla 4-65: Movimiento de Centrales a Carbón.

Central	Condición	Potencia Implicada	Fecha
CTH	Reconversión biomasa	100 MW	31/dic/2025
CTA	Reconversión biomasa	100 MW	31/dic/2025
IEM	Reconversión GNL	300 MW	31/dic/2025
Nueva Ventanas	Retiro	272 MW	31/dic/2025
Campiche	Retiro	272 MW	31/dic/2025

Donde es importante mencionar que producto de la reconversión de centrales para operar con otros energéticos, estas ven atenuada su potencia máxima en aproximadamente un 20%. Bajo esta consideración, se tiene las curvas de descarbonización presentadas en la Figura 4-95.

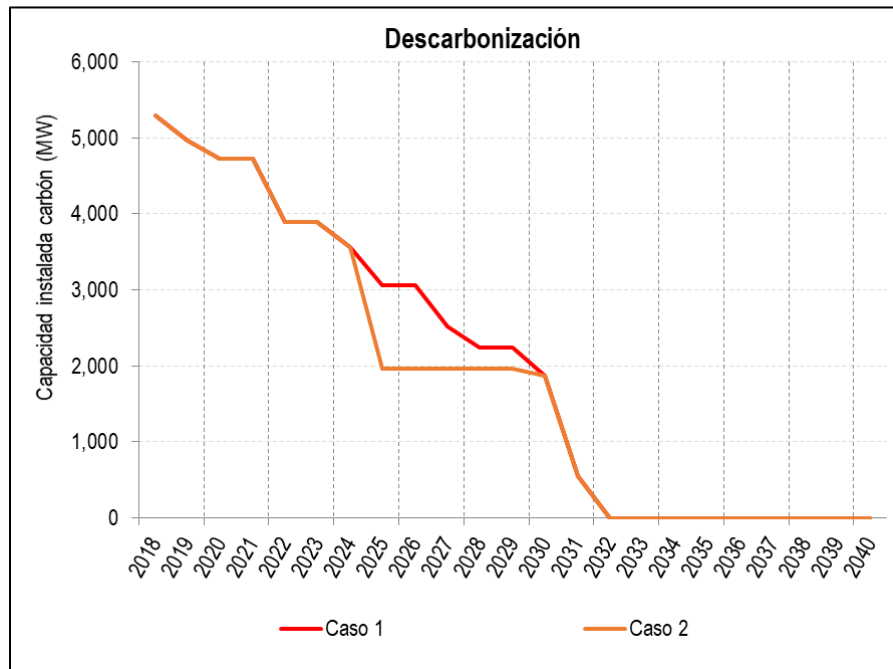


Figura 4-95: Curvas de descarbonización utilizadas en el análisis.

El análisis se realiza en el software PLP, el cual tiene la virtud de entregar una tendencia para las variables significativas del sistema, a saber: costos marginales, colocación por tecnología y costos de operación del sistema.

Para contrastar el efecto del movimiento de centrales a carbón, se presentan los resultados asociados a dos condiciones hidrológicas, una para un escenario medio y otra para un escenario seco, en la cual se replica dos veces la serie hidrológica 98-99', que corresponde a la más seca de la estadística, con el objetivo de que el año 2026, que es donde se comienzan a visualizar los efectos, dispusieran de los menores caudales de los que se tiene registro, lo cual se puede entender como la peor condición hídrica para el año mencionado.

4.6.1 COSTOS MARGINALES

Para el análisis de costos marginales, se presenta en primer término un perfil de costos promedio anuales para el período 2025-2030, para tres barras representativas del sistema, como son Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Charrúa 220 kV. Se aprecia que, en promedio, los costos marginales aumentan en 10 USD/MWh ante la salida de las centrales y una condición hidrológica seca, durante los primeros años, efecto que se atenúa notablemente a partir de 2029, en el cual se constata el ingreso del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre. Similar tendencia se aprecia ante una hidrología media, aunque con una diferencia menor.

De la Figura 4-96 a la Figura 4-101 se presentan las condiciones secas (columna izquierda) y media (columna derecha) para las tres barras comentadas.

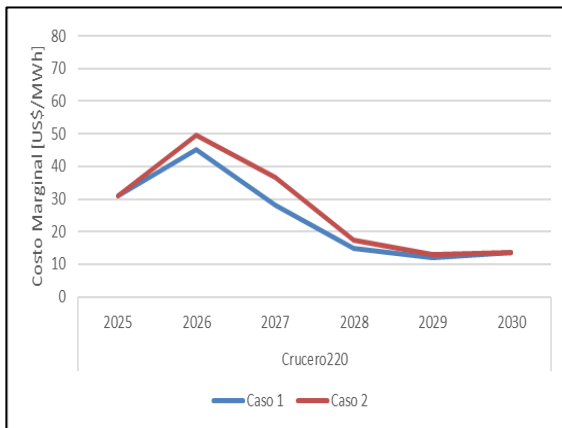


Figura 4-96: CMg Promedio Anual - Crucero 220 kV (seca).

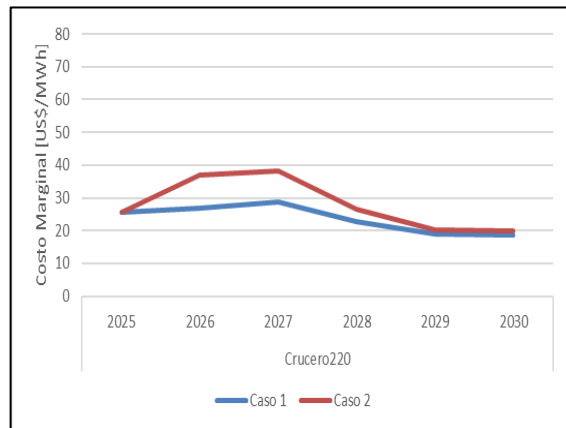


Figura 4-97: CMg Promedio Anual - Crucero 220 kV (media).

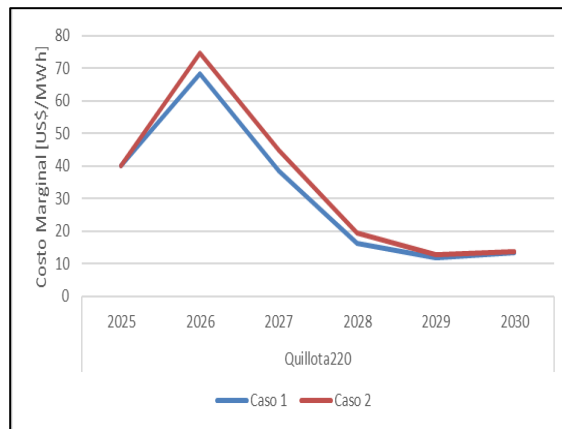


Figura 4-98: CMg Promedio Anual - Quillota 220 kV (seca).



Figura 4-99: CMg Promedio Anual - Quillota 220 kV (media).

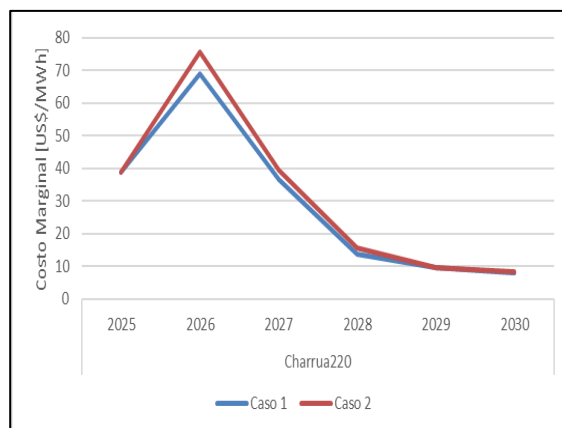


Figura 4-100: CMg Promedio Anual - Charrúa 220 kV (seca).

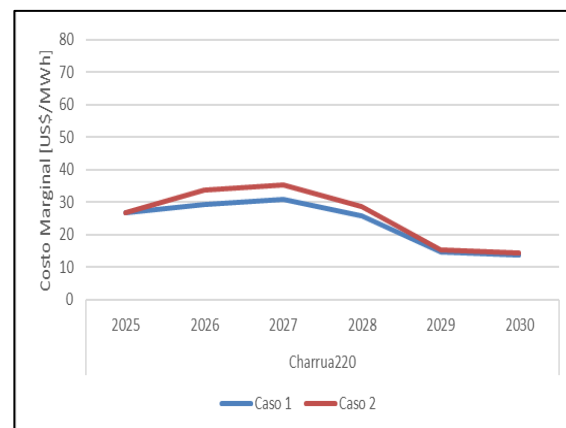


Figura 4-101: CMg Promedio Anual - Charrúa 220 kV (media).

Así mismo, haciendo hincapié en el comportamiento intra anual del año 2026, se verifica nuevamente que el caso 2 presenta costos marginales del orden de 10 USD/MWh más que el caso sin movimiento de las centrales. Lo anterior se observa de la Figura 4-102 a la Figura 4-107.

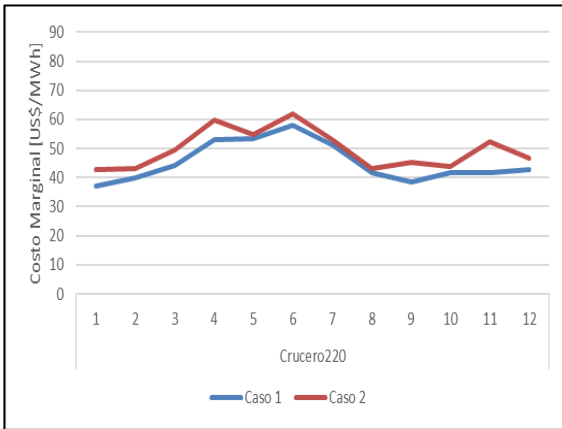


Figura 4-102: CMg Promedio Mensual 2026 - Crucero 220 kV (seca).



Figura 4-103: CMg Promedio Mensual 2026 - Crucero 220 kV (media).

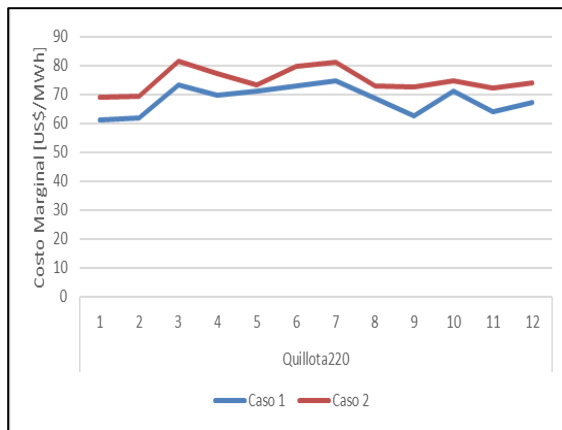


Figura 4-104: CMg Promedio Mensual 2026 - Quillota 220 kV (seca).

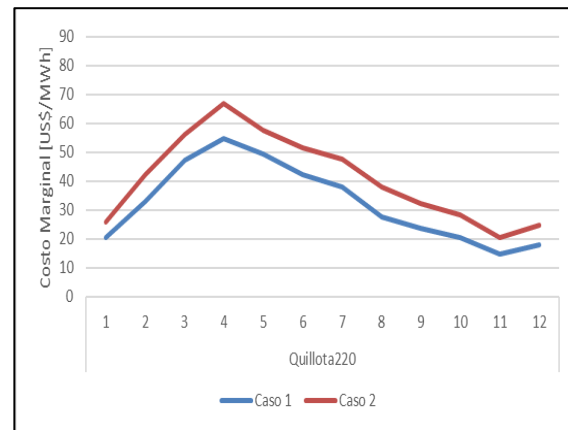


Figura 4-105: CMg Promedio Mensual 2026 - Quillota 220 kV (media).

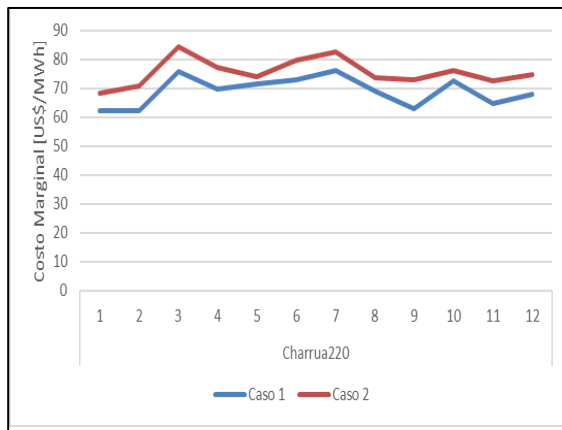


Figura 4-106: CMg Promedio Mensual 2026 - Charrúa 220 kV (seca).

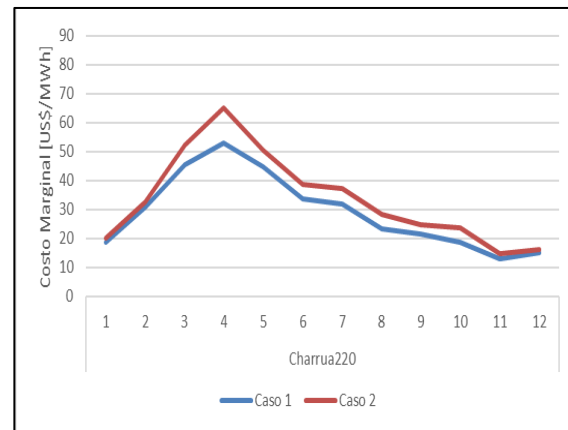


Figura 4-107: CMg Promedio Mensual 2026 - Charrúa 220 kV (media).

4.6.2 GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA

Al analizar la colocación de energía anual por tecnología, se aprecia que el retiro de carbón es suplido principalmente con GNL, lo cual se ve gráficamente a continuación, siendo más latente ante una situación de hidrología seca.

Para el caso 2, la disminución de participación del carbón es de 40% en la matriz, mientras que el GNL aumenta su participación en 208%, con respecto al casi 1, en donde las centrales se mantienen operando en las condiciones actuales.

De la Figura 4-108 a la Figura 4-111 se presenta las colocaciones energéticas para una condición hidrológica seca (columna izquierda) y media (columna derecha), para el caso 1 (fila superior) y el caso 2 (fila inferior).

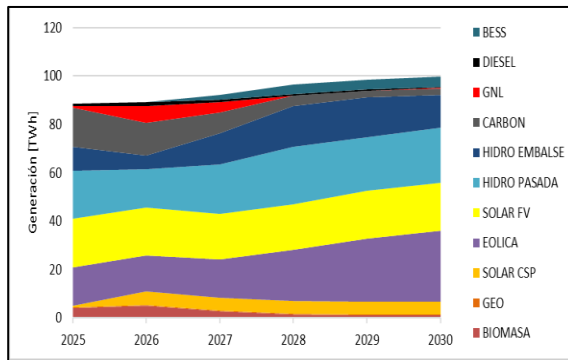


Figura 4-108: Generación esperada, Hidrología Seca, caso 1.

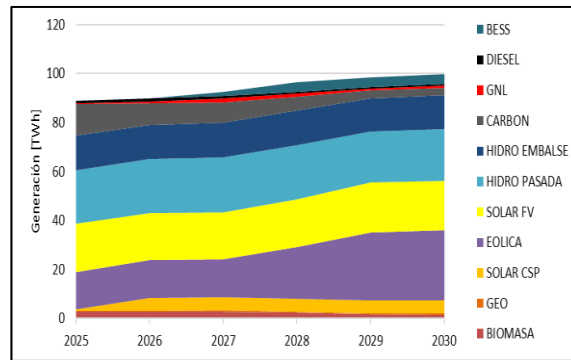


Figura 4-109: Generación esperada, Hidrología Media, caso 1.

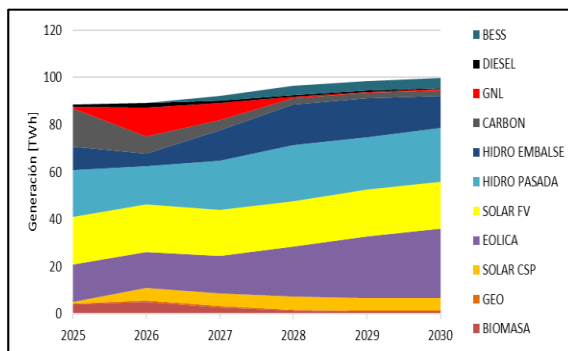


Figura 4-110: Generación esperada, Hidrología Seca, caso 2.

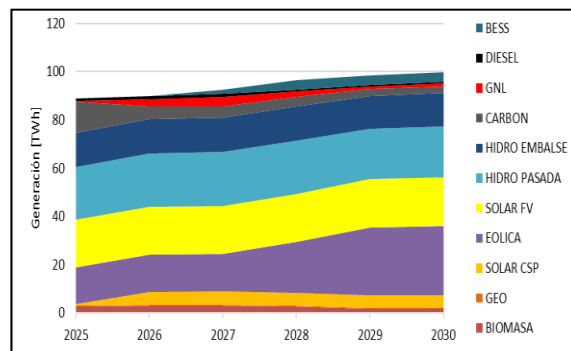


Figura 4-111: Generación esperada, Hidrología Media, caso 2.

Con el objetivo de visualizar mejor la participación térmica en la matriz, considere la Figura 4-112, donde se aprecia como el carbón es reemplazado por el GNL en el caso 2, donde dicha tecnología aumenta su presencia de un 7.5 a un 13.6 % de la matriz completa, ante una condición hidrológica seca.

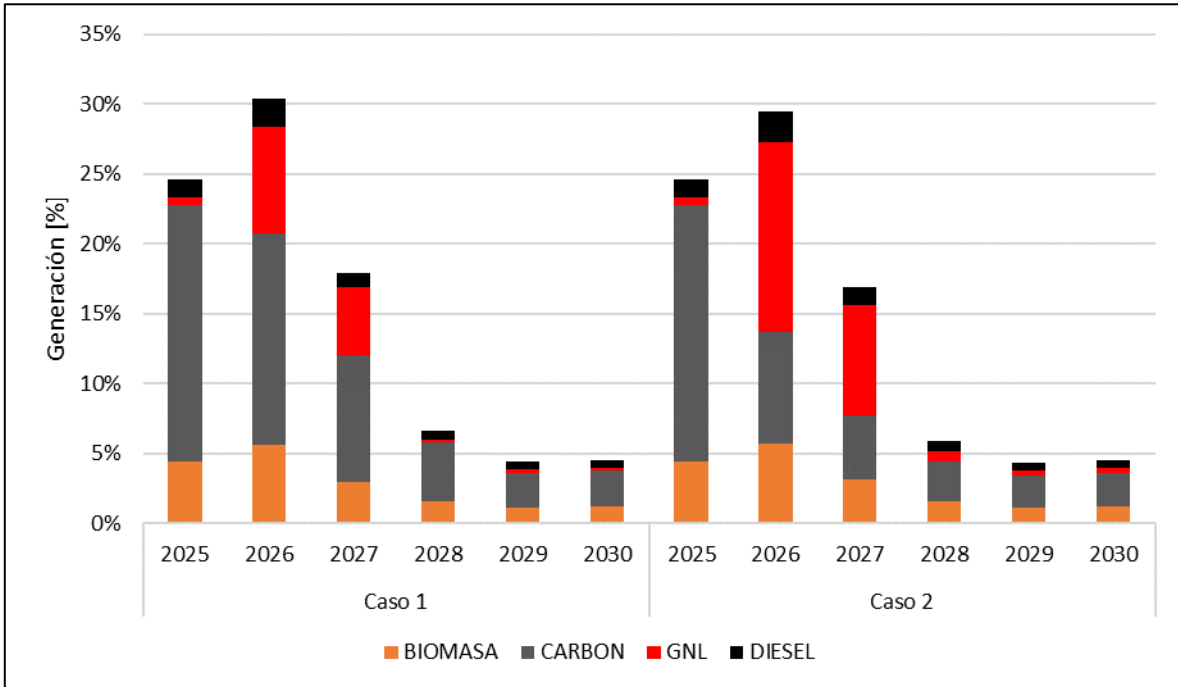


Figura 4-112: Generación térmica esperada para el periodo 2025 – 2030.

Así mismo, análogo a la revisión de costos marginales, considere de la Figura 4-113 a la Figura 4-117 que presentan un análisis mensual del año 2026, donde las imágenes respetan el orden indicado para el caso anual.

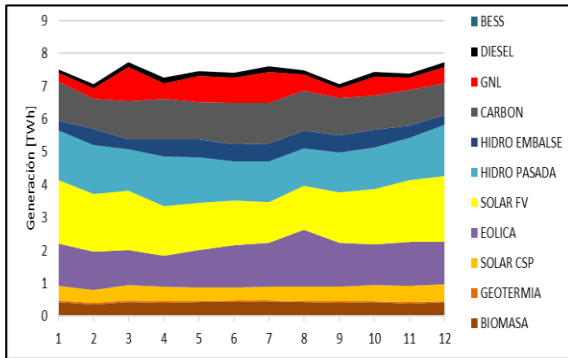


Figura 4-113: Generación esperada, año 2026, Hidrología Seca, caso 1.

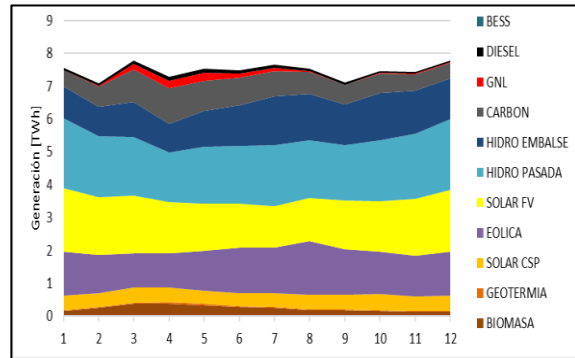


Figura 4-114: Generación esperada, año 2026, Hidrología Media, caso 1.

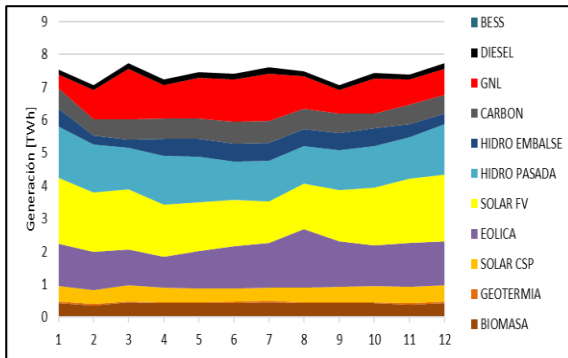


Figura 4-115: Generación esperada, año 2026, Hidrología Seca, caso 2.

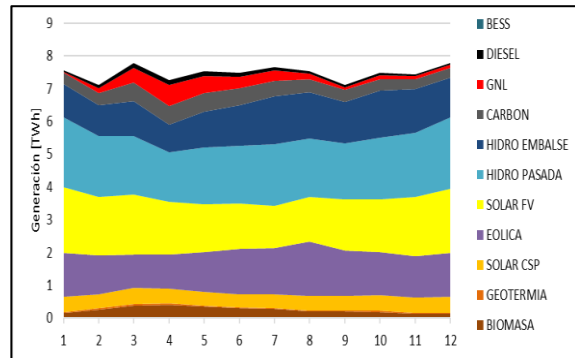


Figura 4-116: Generación esperada, año 2026, Hidrología Media, caso 2.

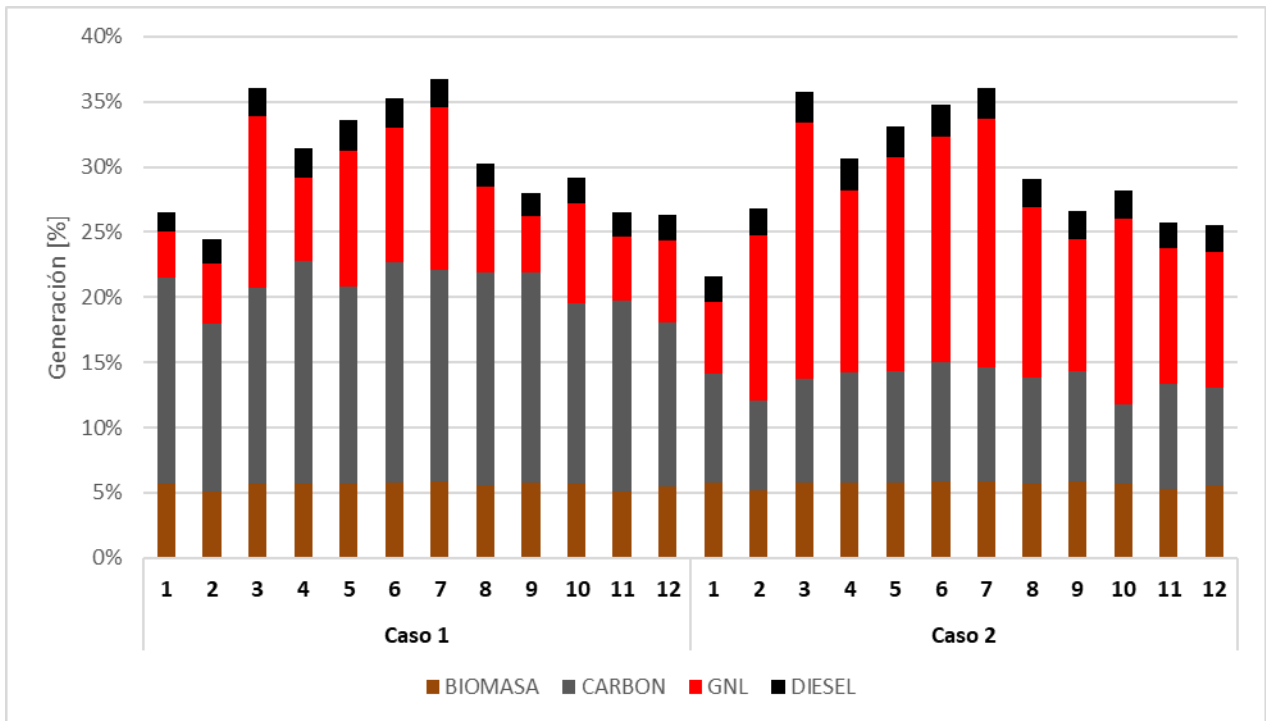


Figura 4-117: Generación térmica esperada para el año 2026.

4.6.3 COSTOS OPERACIONALES

De manera congruente con la disposición de costos marginales esperados, presentados en dos numerales anteriores, se aprecia que los costos de operación se incrementan hasta un 55% durante los meses del primer semestre del año 2026, que, ante una situación seca, serían los que menos caudal perciben.

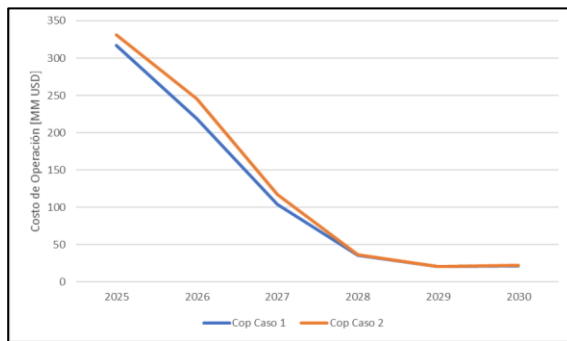


Figura 4-118: Costo de Operación Anual por Escenario – Hidrología Seca.

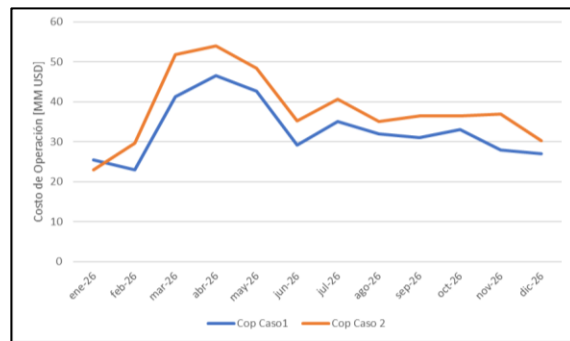


Figura 4-119: Costo de Operación Mensual, año 2026, por Escenario – Hidrología Seca.

Se aprecia de las Figura 4-118 y Figura 4-119 que, si bien los costos de operación son decrecientes consistentemente con el avance de la década, existe un aumento en el caso 2 respecto al caso 1, el cual se suaviza hacia el año 2029 con el ingreso del enlace HVDC, lo cual homogeneiza los costos

marginales a lo largo del sistema, y aumenta la participación de tecnologías con costos variables cercanos a 0 USD/MWh.

4.6.4 CONCLUSIONES

De este análisis preliminar, se pueden desprender lo siguiente:

1. Se observa un aumento del costo marginal esperado de energía en las barras analizadas de Crucero, Quillota y Charrúa, para el caso 2 en comparación al caso 1.
2. Se aprecia un desacople de costos marginales en la primera parte del lustro 2025-2030 entre la zona norte (Nueva Pan de Azúcar) y centro (Polpaico), explicado principalmente por la congestión de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, la cual se suaviza a partir de 2029, con el ingreso de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre. Lo anterior se desprende del nivel de CMg en la zona norte respecto a los de las zonas centro y sur.
3. Los costos operacionales del sistema aumentan al menos 55% con el movimiento de la matriz respecto al caso 1, en los meses del primer semestre del año 2026 (período con limitación de caudales) dado las centrales de reemplazo de la salida del carbón y los combustibles de reemplazo.
4. Para el año 2026 en meses con limitación de caudal, se alcanza una participación del GNL superior al 20% de la matriz de generación.

Los análisis aquí presentados se irán repitiendo y profundizando acorde al avance parlamentario de legislación en estas materias y/o ante el anuncio de nuevos retiros de centrales.

4.7 ANÁLISIS DE BARRAS ASOCIADOS A LA CONEXIÓN DE LA LÍNEA HVDC KIMAL - LO AGUIRRE

La construcción de la nueva línea de transmisión HVDC entre subestaciones Kimal y Lo Aguirre, con una capacidad nominal de 3000 MW, definida en el Decreto 231 del 27 de agosto del año 2019, plantea una serie de desafíos asociados a la preparación del sistema de transmisión que permita su conexión. El objetivo del estudio es identificar la necesidad de repotenciamiento de las barras o reconfiguración de las conexiones en las subestaciones Kimal y Lo Aguirre, a través de nuevas obras u obras de ampliación, tal que las barras operen de forma segura de acuerdo con su capacidad de diseño.

La Figura 4-120 muestra el esquema general de conexión de la línea HVDC a las subestaciones Kimal 220 kV y Lo Aguirre 500 kV, logrando conectar la zona norte con el centro del Sistema Eléctrico Nacional. El análisis realiza un levantamiento de los diagramas unilineales de las subestaciones, planos de planta, y la información de capacidad de las barras y el sistema de transmisión involucrado, antecedentes disponibles en la página web Infotécnica del Coordinador.

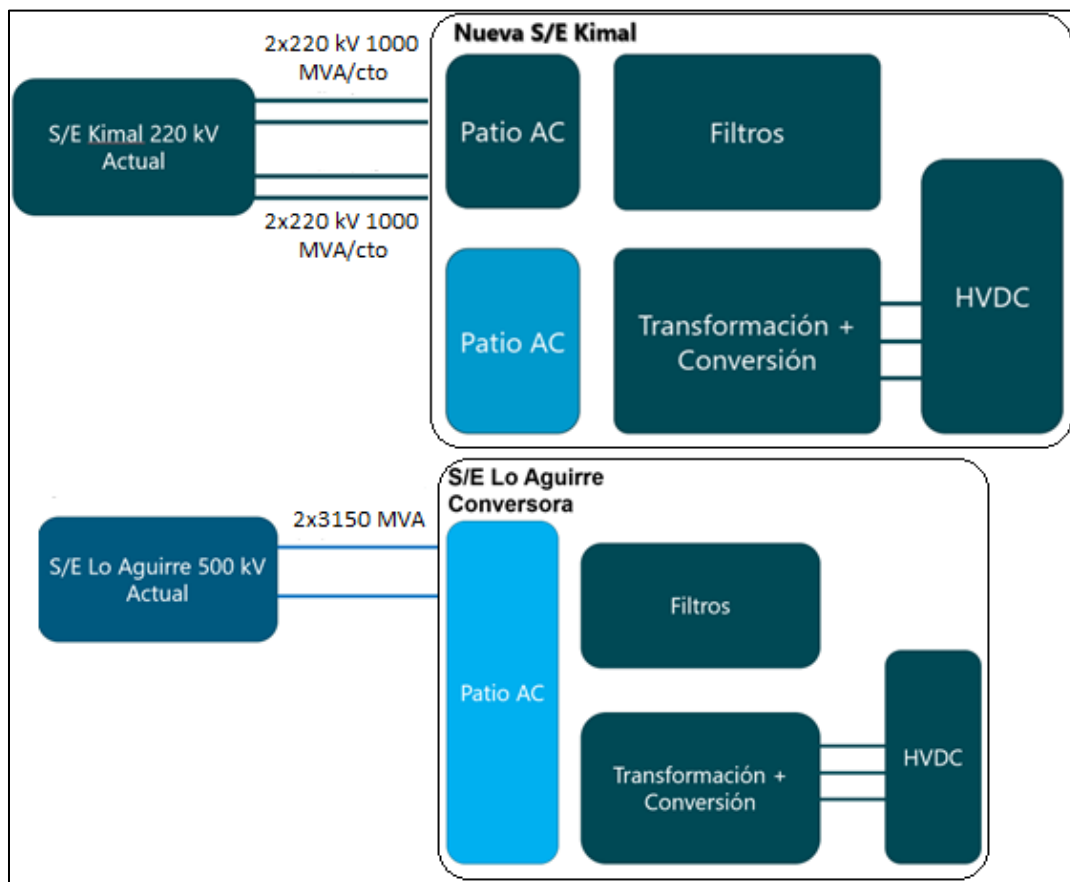


Figura 4-120. Esquema general de conexión de línea HVDC en S/E Kimal 220 kV y Lo Aguirre 500 kV existentes.

4.7.1 INFORMACIÓN TÉCNICA SUBESTACIÓN KIMAL

Actualmente la subestación cuenta con ocho diagonales existentes con un total de 16 posiciones. El proyecto “Ampliación S/E Kimal 220kV” de la PET 2021 contempla la ampliación de dos nuevas diagonales para el enlace, y el traslado de los proyectos solares conectados en las diagonales de los ATR, a las nuevas posiciones en la expansión propuesta. La Figura 4-121 presenta el esquema de la configuración propuesta de distribución de paños y la Tabla 4-66 muestra la información técnica de sus instalaciones.

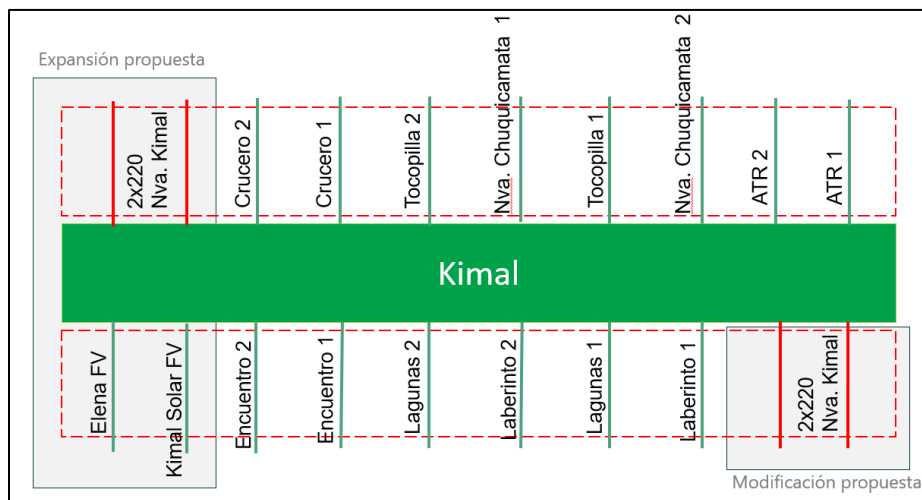


Figura 4-121. Esquema de distribución de paños S/E Kimal.

Tabla 4-66. Capacidad instalaciones en régimen permanente en S/E Kimal 220 kV.

Instalaciones	Corriente [kA]	Capacidad [MVA]	Instalaciones	Corriente [kA]	Capacidad [MVA]
Barra Principal 1 S/E Kimal 220 kV ⁷	5,594	2131,6	Línea 220kV Kimal-Crucero C2	1,312	500
Barra Principal 2 S/E Kimal 220 kV	5,594	2131,6	Línea 220kV Kimal-Encuentro C1	2,624	1000 ⁸
ATR 1 Kimal 500/220 kV	1,968	750	Línea 220kV Kimal-Encuentro C2	2,624	1000
ATR 2 Kimal 500/220 kV	1,968	750	Línea 220kV Kimal-Laberinto C1	0,769	293
Elena FV	1,312	500	Línea 220kV Kimal-Laberinto C2	0,769	293
Kimal Solar FV ⁹	0,598	228	Línea 220kV Kimal-Lagunas C1	1,451	553
Línea 220 kV Kimal - Nva Kimal C1	2,624	1000	Línea 220kV Kimal-Lagunas C2	1,451	553
Línea 220 kV Kimal - Nva Kimal C2	2,624	1000	Línea 220kV Kimal-Nva Chuqui C1	0,551	210
Línea 220 kV Kimal - Nva Kimal C3	2,624	1000	Línea 220kV Kimal-Nva Chuqui C2	0,551	210
Línea 220 kV Kimal - Nva Kimal C4	2,624	1000	Línea 220kV Kimal-Tocopilla C1	0,960	366
Línea 220kV Kimal-Crucero C1	1,312	500	Línea 220kV Kimal-Tocopilla C2	0,960	366

⁷ Se considera que la ampliación de la barra de S/E Kimal, mantendrá al menos la misma capacidad de la barra existente.

⁸ La capacidad actual de las líneas 220kV Kimal – Encuentro C1 y C2 es de 500 MVA, sin embargo, se utiliza la información del ITF 2021, donde se proyecta el aumento de su capacidad de 500 a 1000 MVA por circuito.

⁹ El proyecto Kimal Solar FV, se encuentra en etapa de Elaboración de Informe de Autorización de conexión Preliminar, de acuerdo con lo informado en la Plataforma de Gestión de Solicitud de Acceso Abierto (accesoabierto.coordinador.cl).

4.7.2 INFORMACIÓN TÉCNICA SUBESTACIÓN LO AGUIRRE

Actualmente la subestación cuenta con tres diagonales existentes con un total de 6 posiciones. En el Decreto Exento N°198 de 2019, está contenido el proyecto de ampliación “Aumento de capacidad de la línea 2x500kV Alto Jahuel – Lo Aguirre y Ampliación de SE Lo Aguirre”, el cual dentro de su alcance contempla la ampliación del galpón GIS 500kV de la subestación. Esto permitirá la instalación de tres diagonales completas. En la Figura 4-122 se presenta el esquema de la configuración propuesta de la distribución de paños en la S/E Lo Aguirre 500 kV, cuyas capacidades se encuentran detalladas en la Tabla 4-67. Los análisis consideran la construcción de las diagonales completas a las que se conectan el enlace HVDC, con la finalidad de mantener la confiabilidad de la subestación para condiciones de mantenimiento o falla de la barra.

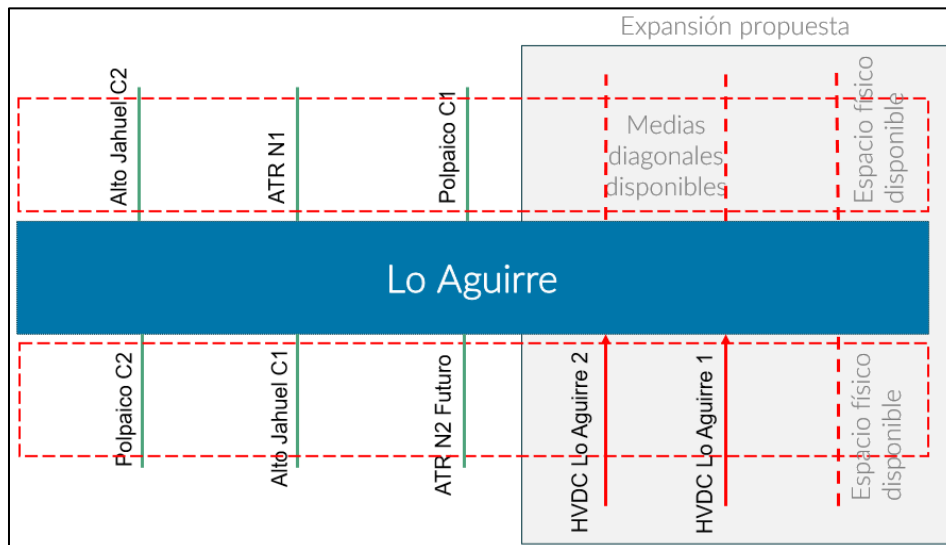


Figura 4-122. Esquema distribución de paños S/E Lo Aguirre.

Tabla 4-67. Capacidad instalaciones en régimen permanente en S/E Lo Aguirre 500 kV.

Instalaciones	Corriente [kA]	Capacidad [MVA]
Barra principal 1 Lo Aguirre 500 kV	4,000	3464,1
Barra principal 2 Lo Aguirre 500 kV	4,000	3464,1
Línea 500 kV Lo Aguirre – HVDC Lo Aguirre C1	3,637	3150
Línea 500 kV Lo Aguirre – HVDC Lo Aguirre C2	3,637	3150
Línea 500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel C1	3,464	3000 ¹⁰
Línea 500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel C2	3,464	3000
Línea 500 kV Lo Aguirre - Polpaico C1	2,082	1800
Línea 500 kV Lo Aguirre - Polpaico C2	2,082	1800
ATR 1 Lo Aguirre 500/220 kV	1,883	750
ATR 2 Lo Aguirre 500/220 kV	1,883	750

¹⁰ La capacidad actual de la línea 500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel C1 y C2 es de 1800 MVA, sin embargo, se proyecta el aumento de capacidad de 1800 a 3000 MVA por circuito, según el Decreto 198-2019.

4.7.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se presenta el análisis de barra de las Subestaciones Kimal 220 kV y Lo Aguirre 500 kV, considerando su condición normal de operación, esto es, ambas barras en servicio para flujos de potencia de la línea HVDC Norte-Sur. Los análisis de potencia de dirección de flujos Sur-Norte y condiciones de operación de mayor exigencia, como el mantenimiento de una de las barras principales, además de la metodología y consideraciones utilizadas para el cálculo de cargabilidad de las barras, se encuentran detalladas en el Apéndice II de este estudio. Cabe señalar que los escenarios analizados, en algunos casos no se logra cumplir el criterio N-1 de operación en algunas líneas de transmisión, priorizando la máxima transferencias por el enlace HVDC. Esta condición será analizada en mayor detalle en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022.

4.7.3.1 SUBESTACIÓN KIMAL

A partir de las desconexiones y mantenimientos de paños definidos en la Tabla 4-68, se identifica la máxima exigencia sobre la barra de Subestación Kimal, cuyos resultados se presenta en la Figura 4-123.

Tabla 4-68 Desconexiones/mantenimiento de paños considerados para el estudio de barra Kimal 220 kV

Nº	Desconexiones	Nº	Mantenimiento de paños
1	Todos en servicio	22	52J01
2	Línea 220kV Kimal-Encuentro C1	23	52J02
3	Línea 220kV Kimal-Encuentro C2	24	52J03
4	Línea 220kV Kimal-Lagunas C1	25	52J04
5	Línea 220kV Kimal-Lagunas C2	27	52J06
6	Línea 220kV Kimal-Crucero C1	28	52J07
7	Línea 220kV Kimal-Crucero C2	29	52J08
8	Línea 220kV Kimal-Tocopilla C1	30	52J09
9	Línea 220kV Kimal-Tocopilla C2	31	52J10
10	Línea 220kV Kimal-Laberinto C1	32	52J11
11	Línea 220kV Kimal-Laberinto C2	33	52J12
12	Línea 220kV Kimal-Nva Chuqui C1	34	52J13
13	Línea 220kV Kimal-Nva Chuqui C2	35	52J14
14	Línea 220 kV Kimal - Nva Kimal C1	36	52J15
15	Línea 220 kV Kimal - Nva Kimal C2	37	52J16
16	Línea 220 kV Kimal - Nva Kimal C3	38	52J17
17	Línea 220 kV Kimal - Nva Kimal C4	39	52J18
18	ATR 1 Kimal 500/220 kV	40	52J19
19	ATR 2 Kimal 500/220 kV	41	52J20
20	Elena FV	42	52J21
21	Kimal Solar FV	43	52J22
		44	52J23
		45	52J24
		46	52J25
		47	52J26
		48	52J27
		49	52J28
		50	52J29
		51	52J30

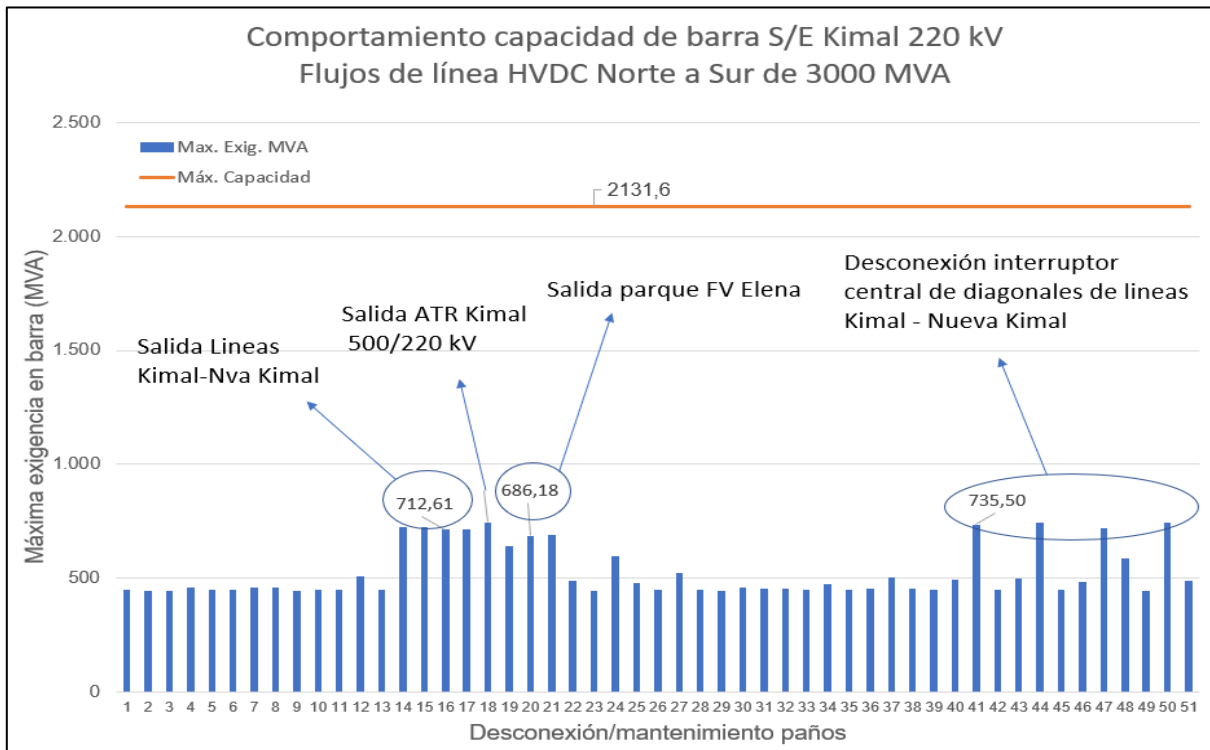


Figura 4-123. Gráfico comportamiento CB operación normal Norte a Sur S/E Kimal.

De los resultados se observa que las condiciones más exigentes corresponden a la salida de las líneas Kimal – Nueva Kimal, la salida del ATR N°1 Kimal 500/220 kV, la salida del parque solar Elena y la desconexión del interruptor central de diagonales de líneas Kimal – Nueva Kimal.

Siendo la capacidad máxima de la barra 2131,6 MVA, la máxima cargabilidad bajo condición de operación normal con flujos de norte a sur es de un 35%, dada por la salida del ATR N°1 500/220 kV.

4.7.3.2 SUBESTACIÓN LO AGUIRRE

A partir de las desconexiones y mantenimientos de paños definidos en la

Tabla 4-69, se identifica la máxima exigencia sobre la barra de subestación Lo Aguirre 500 kV, cuyos resultados se presenta en la Figura 4-124.

Tabla 4-69 Desconexiones/mantenimiento de paños considerados para el estudio de barra Lo Aguirre 500 kV

Nº	Desconexiones
1	Todos en servicio
2	Línea 5000kV Alto Jahuel-Lo Aguirre C1
3	Línea 5000kV Alto Jahuel-Lo Aguirre C2
4	Línea 500 kV Polpaico-Lo Aguirre C1
5	Línea 500 kV Polpaico-Lo Aguirre C2

Nº	Mantenimiento de paños
10	52K1
11	52K2
12	52K3
13	52K4
14	52K5

6	Línea 500kV Lo Aguirre-HVDC Lo Aguirre 1
7	Línea 500kV Lo Aguirre-HVDC Lo Aguirre 2
8	ATR Lo Aguirre 500/220 kV N1
9	ATR Lo Aguirre 500/220 kV N2 Futuro

15	52K6
16	52K7
17	52K8
18	52K9
19	52K10
20	52K11
21	52K12
22	52K13
23	52K14
24	52K15

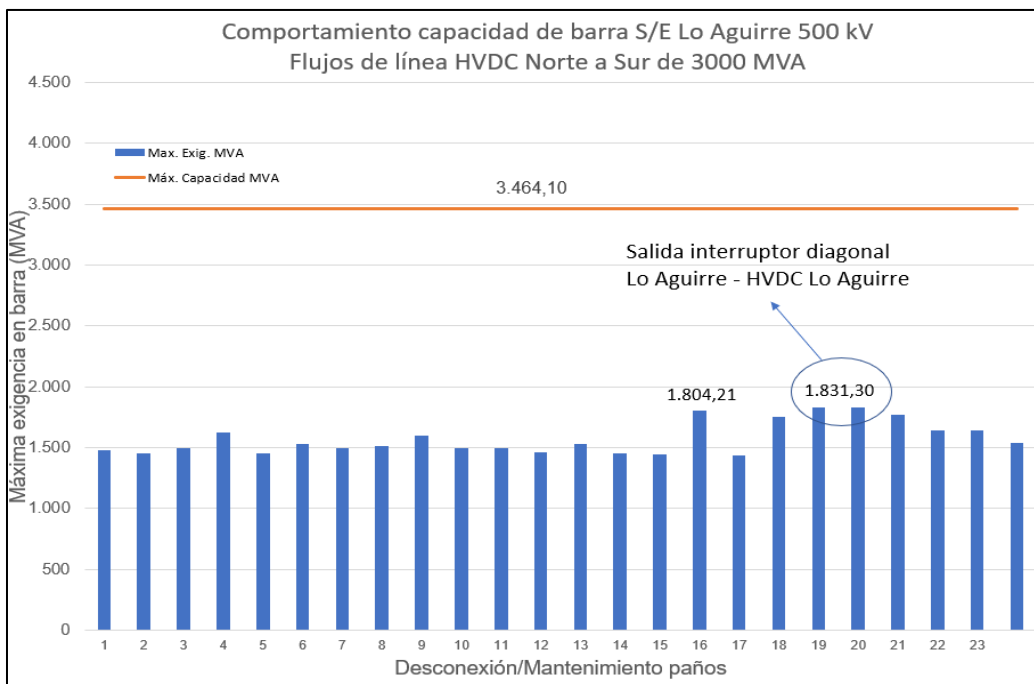


Figura 4-124. Gráfico comportamiento CB operación normal Norte a Sur S/E Lo Aguirre.

De los resultados se observa que las condiciones más exigentes corresponden a la salida de los interruptores de la diagonal Lo Aguirre – HVDC Lo Aguirre, alcanzando una cargabilidad del 52,9% de la capacidad de la barra.

La Tabla 4-70 muestra el criterio para clasificar la cargabilidad de las barras como estado normal, de alerta o incumplimiento, los cuales se encuentran detallados en el anexo y la Tabla 4-71 muestra el resumen de los resultados del análisis de capacidad de barra para las subestaciones en estudio.

Tabla 4-70. Criterios para clasificar las instalaciones según cargabilidad de barras.

Criterio	Estado	Código de color
<i>I Barra</i> _{máx} se encuentra entre el 0% y 50% de la capacidad nominal de la barra.	Normal	VERDE
<i>I Barra</i> _{máx} se encuentra entre el 51% y 89% de la capacidad nominal de la barra.	Alerta	AMARILLO
<i>I Barra</i> _{máx} se encuentra sobre el 90% de la capacidad nominal de la barra. ¹¹	Incumplimiento	ROJO

Tabla 4-71. Resultados cargabilidades máximas.

Subestación	Dirección de flujos línea HVDC	Máxima cargabilidad [%]
Kimal 220 kV	Norte – Sur 3000 MW	35
Kimal 220 kV	Sur – Norte 3000 MW	50
Lo Aguirre 500 kV	Norte – Sur 3000 MW	53
Lo Aguirre 500 kV	Sur – Norte 3000 MW	57

4.7.4 CONCLUSIONES

El comportamiento de capacidad de barra para ambas subestaciones observado en los gráficos frente a las distintas desconexiones/mantenimiento de los paños que involucran las salidas de los transformadores y/o las líneas de la subestación, en ningún caso superan la máxima capacidad de barra de las subestaciones y cumple con los requerimientos de diseño indicados en la normativa ¹⁰.

De los resultados mostrados en la Tabla 4-71, se puede destacar que para el caso de la S/E Kimal, la configuración propuesta ante una condición de operación normal con todos los paños en servicio alcanza una cargabilidad del 35% al 49,9% de la capacidad de la barra para flujos en la línea HVDC Norte a Sur y Sur a Norte. Igualmente, para el caso de la S/E Lo Aguirre, ante una condición de operación normal, alcanza una cargabilidad del 52,9% al 56,9% de la capacidad de la barra. Frente a condiciones más exigentes como el mantenimiento de una de las barras, detallado en el anexo, los máximos valores de cargabilidad se obtienen del análisis de flujos Sur a Norte con un 93,1% y 92,5% para las Subestaciones Kimal y Lo Aguirre respectivamente.

De acuerdo con los resultados de los flujos Norte a Sur y Sur a Norte obtenidos de los escenarios al año 2030, tanto para la Subestación Kimal y Lo Aguirre detallados en el anexo, se destaca que algunos valores de transferencias en el sistema de transmisión que se conecta a las subestaciones sobrepasan la capacidad N-1 de las instalaciones. De acuerdo con lo anterior, con motivo de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022, se analizarán obras de refuerzo o redistribución de

¹¹ Art. 35 del Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión” indica que, para proyectos de ampliación, la barra no deberá superar el 90% de su capacidad nominal.



conexión del sistema de transmisión, con la finalidad de cumplir con los requerimientos de criterio N-1 y la máxima transferencia por el enlace HVDC.

5 RECOMENDACIÓN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

A modo de síntesis y conclusión del análisis expuesto en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 realizado por el Coordinador, se presentan de la tabla 5-1 a la Tabla 5-4 que contienen las obras nuevas y de ampliación que se requiere llevar a cabo durante los próximos años, de tal forma que se mantenga la suficiencia y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

5.1 ZONA ARICA – QUILLOTA

Tabla 5-1: Proyectos complementarios en proceso 2021 – Zona Arica – Quillota.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Ampliación en S/E Kimal	-	-	sep-27	Inmediata	Nacional	36	3,6	Permite conexión de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre	Ampliación
2	Cambio compensación serie líneas 2x500 kV Los Changos - Parinas y 2x500 kV Parinas - Cumbre	-	-	sep-26	Inmediata	Nacional	24	12,3	Permite mejorar la estabilidad y amortiguamiento del sistema	Ampliación
3	Nueva S/E Nueva Chinchorro	60	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	4,9	Otorga Seguridad N-1 y potencia firme a Zona de Arica	Nueva
4	Nueva Línea 1x66 kV Arica - Pukará	90	0,1	sep-27	Inmediata	Zonal	36	2,3	Otorga Seguridad N-1 a SS/EE Pukará y Chinchorro	Nueva
5	Aumento de capacidad Línea 1x66 kV Arica - Nueva Chinchorro	90	2,2	sep-27	Inmediata	Zonal	36	0,3	Otorga Seguridad N-1 a SS/EE Pukará y Chinchorro	Ampliación

5.2 ZONA QUINTA REGIÓN

Tabla 5-2: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Quinta.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Reemplazo de TT/CC línea 2x110 kV A. Santa-Miraflores en S/E Miraflores (preliminar)*	220	-	-	Modificación No Relevante	Zonal	12	0,4	Levanta restricción de operación de línea 2x110 kV Agua Santa – Miraflores*	Ampliación

5.3 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

Tabla 5-3: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Región Metropolitana.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Nueva S/E Norte.	50	-	Dic-23	Artículo 102°	Zonal	24	10,3	Otorga suficiencia y holgura al anillo 110 kV de Santiago zona norte	Nueva
2	Nueva S/E Oriente	50	-	Dic 23	Artículo 102°	Zonal	24	19,5	Otorga suficiencia y holgura al anillo 110 kV de Santiago zona norte	Nueva
3	Aumento de capacidad línea 2x110 kV Los Almendros – Florida. Tramo La Reina – Florida	350	10	sep-26	Inmediata	Zonal	24	11,6	Otorga seguridad a la zona Oriente del sistema de transmisión zonal de la zona Metropolitana	Ampliación

5.4 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

Tabla 5-4: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Alto Jahuel – Charrúa.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de capacidad línea 2x220 kV Loica – Alto Melipilla	500	55	sep-26	Inmediata	Nacional	24	8,2	Evita congestiones en tramo 3x220 kV Alto Melipilla - Loica	Ampliación
2	Nuevo banco de autotransformadores en S/E Entre Ríos	750	-	sep-27	Inmediata	Nacional	36	17,8	Evita congestiones en tramo 500/220 kV en S/E Charrúa	Ampliación
3	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Fátima - Buin	70	11	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,2	Otorga seguridad N-1 a la S/E Buin	Ampliación
4	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Isla de Maipo - Paine	90	22	sep-26	Inmediata	Zonal	24	3,5	Otorga seguridad N-1 a la S/E Isla de Maipo	Ampliación
5	Nueva línea 1x66 kV Chacahuín - Linares	50	0,5	sep-27	Inmediata	Zonal	36	4,4	Otorga seguridad N-1 a la S/E Chacahuín	Nueva
6	Nueva Línea 1x66 kV Teno – Empalme Teno	90	3	sep-27	Inmediata	Zonal	36	2,2	Otorga seguridad N-1 a la S/E Teno	Nueva

6 APÉNDICES

6.1 APÉNDICE I – INFORME DE METODOLOGÍA Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN DE TRANSMISIÓN ZONAL

Metodología y criterios de planificación de transmisión zonal.pdf

6.2 APÉNDICE II – INFORME DE ANÁLISIS DE CAPACIDAD DE BARRA S/E KIMAL 220 KV Y LO AGUIRRE 500 KV

Análisis de Capacidad de Barra SS/EE Kimal 220 kV y Lo Aguirre 500 kV.pdf

6.3 APÉNDICE III – ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1: Potencia Adicional - Plan de Generación A.	13
Figura 3-2: Potencia Adicional - Plan de Generación B.	13
Figura 3-3: Potencia Adicional - Plan de Generación C.	13
Figura 3-4: Potencia Adicional - Plan de Generación D.	13
Figura 3.5 Metodología de Previsión de la Demanda Eléctrica.	14
Figura 3.6 Proyección de la demanda nacional de energía 2020 – 2040.	14
Figura 4-1 Entorno S/E Kimal en análisis.	15
Figura 4-2 Caso A, mantener la compensación existente.	17
Figura 4-3, Caso B, modificar la compensación serie en las nuevas líneas manteniendo el mismo grado compensación de la línea original (65%).	18
Figura 4-4, Caso C, modificar la compensación serie y shunt en las nuevas líneas manteniendo el mismo grado compensación de la línea original.	18
Figura 4-5 Potencia activa en línea 500 kV Los Changos – Kimal, para las diferentes configuraciones de compensación propuesta.	19
Figura 4-6 Tensiones de barra de 220 kV para condición base y contingencias.	21
Figura 4-7 Tensiones de barra de 500 kV para condición base y contingencias.	21
Figura 4-8 Costos de inversión de baterías con 10 horas de almacenamiento.	23
Figura 4-9 Ubicación de unidades de almacenamiento analizadas.	24
Figura 4-10 Operación de Batería en Nueva Pan de Azúcar.	25
Figura 4-11 Operación de Batería en Nueva Maitencillo.	25
Figura 4-12 Operación de Batería en Don Héctor.	26
Figura 4-13 Línea 2x500 Polpaico – Nueva Pan de Azúcar, Caso Base.	27
Figura 4-14 Línea 2x500 Polpaico – Nueva Pan de Azúcar, Almacenamiento en Nva. Pan de Azúcar.	27
Figura 4-15 Línea 2x500 Polpaico – Nueva Pan de Azúcar, Almacenamiento en Nva. Maitencillo.	28
Figura 4-16 Línea 2x500 Polpaico – Nueva Pan de Azúcar, Almacenamiento en Don Héctor.	28
Figura 4-17 Generación térmica total por escenario, 2020 – 2040.	29
Figura 4-18 Generación térmica total por escenario, 2026 – 2028.	30
Figura 4-19 Generación renovable total por escenario, 2020 – 2040.	30
Figura 4-20 Generación renovable total por escenario, 2026 – 2028.	31
Figura 4-21 Generación renovable adicional zona norte de S/E Nueva Pan de Azúcar.	31
Figura 4-22 Generación renovable adicional zona sur de S/E Nueva Pan de Azúcar.	32
Figura 4-23 Ingresos Anuales Adicionales Generación Solar Fotovoltaica.	35
Figura 4-24 Ingresos Anuales Adicionales Generación Eólica.	35
Figura 4-25 Ingresos Anuales Netos del Sistema de Almacenamiento.	36
Figura 4-26 Zona de Arica.	39
Figura 4-27 Diagrama Unilineal Sistema Transmisión Zonal de Arica.	41
Figura 4-28 Alternativa 1 de solución en Zona Arica.	43
Figura 4-29 Disposición de Equipos en S/E Chinchorro.	44
Figura 4-30 Torres Línea 1x66 kV Parinacota – Chinchorro.	44

Figura 4-31 Alternativa 2 de solución en Zona Arica.	45
Figura 4-32 Alternativa 3 de solución en Zona Arica.	47
Figura 4-33 Alternativa 4 de solución en Zona Arica.	48
Figura 4-34 Disposición de Equipos en S/E Chinchorro.	49
Figura 4-35 Torres Línea 1x66 kV Parinacota – Chinchorro.	49
Figura 4-36 Diagrama Unilineal de obras propuestas para el Sistema Transmisión Zonal de Arica.	51
Figura 4-37 Cargabilidades Máximas Esperadas Sistema Zonal de Arica.	52
Figura 4-38 Emplazamiento S/E Nueva Chinchorro.	55
Figura 4-39 Diagrama Unilineal S/E Nueva Chinchorro.	56
Figura 4-40 Cargabilidades proyectadas transformadores AT/MT en zona de influencia S/E Nueva Chinchorro.	57
Figura 4-41 Emplazamiento Nueva Línea 1x66 kV Arica – Pukará.	58
Figura 4-42 Diagrama Unilineal S/E Pukará.	59
Figura 4-43 Diagrama Unilineal Obras Propuestas en S/E Pukará.	60
Figura 4-44 Cargabilidades Máximas Esperadas Sistema Zonal de Arica.	60
Figura 4-45 Emplazamiento Línea 1x66 kV Arica – Nueva Chinchorro.	62
Figura 4-46 Cargabilidades Máximas Esperadas Sistema Zonal de Arica.	63
Figura 4-47. Análisis Severidad 8. S/E Quillota.	66
Figura 4-48. S/E 110 kV Miraflores. Circuitos N°3 y N°4 Ltx 2x110 kV Agua Santa – Miraflores.	67
Figura 4-49. Esquema Zona Circundante S/E LO AGUIRRE – LLEGADA HVDC.	68
Figura 4-50. Demanda Subestaciones con mayor participación en conexión de Electromovilidad zona Metropolitana.	71
Figura 4-51. Zona con afectación de Holgura Zona Norte.	72
Figura 4-52. Cargabilidad Zona Norte.	72
Figura 4-53. Zona emplazamiento Nueva S/E Norte.	73
Figura 4-54. Zona con afectación de Holgura Zona Oriente.	74
Figura 4-55. Cargabilidad Zona Norte.	74
Figura 4-56. Zona emplazamiento nueva S/E Oriente.	75
Figura 4-57. Demanda invierno Día 2020.	76
Figura 4-58. Demanda invierno Noche 2020.	76
Figura 4-59. Demanda verano Día 2020.	76
Figura 4-60. Demanda verano Día 2020.	76
Figura 4-61. Curva Duración de carga 2020 Ltx Los Almendros - Florida.	77
Figura 4-62. Zona emplazamiento Ltx 2x110 kV Los Almendros – La Reina. Tramo Tap La Reina – La Florida.	78
Figura 4-63: Diagrama Unilineal Simplificado del entorno al futuro proyecto Pucará de Chena.	79
Figura 4-64. Zona territorial de Alto Jahuel – Charrúa estudiada.	82
Figura 4-65. Esquema de instalaciones de transmisión en la zona estudiada de Alto Jahuel – Charrúa.	83
Figura 4-66. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Alto Jahuel.	84
Figura 4-67. Utilización esperada tramo 500 kV Ancoa – Alto Jahuel.	84
Figura 4-68. Utilización esperada tramo 500 kV Entre Ríos - Ancoa.	85
Figura 4-69. Utilización esperada tramo 500 kV Charrúa – Entre Ríos.	85
Figura 4-70. Utilización esperada tramo 500 kV Charrúa – Ancoa.	85
Figura 4-71. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Entre Ríos.	85
Figura 4-72. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Ancoa.	85
Figura 4-73. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Charrúa.	85
Figura 4-74. Utilización esperada tramo 220 kV Entre Ríos - Charrúa.	86
Figura 4-75. Utilización esperada tramo 220 kV Rapel – Alto Melipilla.	86
Figura 4-76: Diagrama obra de ampliación nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos.	87
Figura 4-77: Diagrama obra de Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Alto Melipilla - Loica.	88
Figura 4-78: Diagrama obra nueva línea 2x220 kV Mataquito - Portezuelo.	90
Figura 4-79: Unión del enlace HVDC en el entorno a S/E Ancoa.	92
Figura 4-80. Diagrama unilineal S/E Buin.	95
Figura 4-81. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Isla de Maipo.	97
Figura 4-82. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Bajo Melipilla.	99
Figura 4-83. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Cachapoal.	101
Figura 4-84. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Alameda.	102
Figura 4-85. Diagrama unilineal simplificado de la S/E San Vicente de Tagua Tagua.	104
Figura 4-86. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Parral.	106
Figura 4-87. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Chacahuín.	107
Figura 4-88. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Teno.	109
Figura 4-89. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Chillán.	110
Figura 4-90. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Santa Elvira.	111

Figura 4-91: Cargabilidad estimada de los transformadores pertenecientes a las subestaciones Dalcahue y PID PID, para el periodo 2019 – 2026.	114
Figura 4-92: Diagrama Unilineal Simplificado Zona comprendida entre las subestaciones Melipulli y Pargua.	115
Figura 4-93: Cargabilidad Zona Pargua – Melipulli, Verano Día.	116
Figura 4-94: Cargabilidad Zona Pargua – Melipulli, Invierno Día.	117
Figura 4-95: Curvas de descarbonización utilizadas en el análisis.	119
Figura 4-96: CMg Promedio Anual - Crucero 220 kV (seca).	120
Figura 4-97: CMg Promedio Anual - Crucero 220 kV (media).	120
Figura 4-98: CMg Promedio Anual - Quillota 220 kV (seca).	120
Figura 4-99: CMg Promedio Anual - Quillota 220 kV (media).	120
Figura 4-100: CMg Promedio Anual - Charrúa 220 kV (seca).	120
Figura 4-101: CMg Promedio Anual - Charrúa 220 kV (media).	120
Figura 4-102: CMg Promedio Mensual 2026 - Crucero 220 kV (seca).	121
Figura 4-103: CMg Promedio Mensual 2026 - Crucero 220 kV (media).	121
Figura 4-104: CMg Promedio Mensual 2026 - Quillota 220 kV (seca).	121
Figura 4-105: CMg Promedio Mensual 2026 - Quillota 220 kV (media).	121
Figura 4-106: CMg Promedio Mensual 2026 - Charrúa 220 kV (seca).	121
Figura 4-107: CMg Promedio Mensual 2026 - Charrúa 220 kV (media).	121
Figura 4-108: Generación esperada, Hidrología Seca, caso 1.	122
Figura 4-109: Generación esperada, Hidrología Media, caso 1.	122
Figura 4-110: Generación esperada, Hidrología Seca, caso 2.	122
Figura 4-111: Generación esperada, Hidrología Media, caso 2.	122
Figura 4-112: Generación térmica esperada para el periodo 2025 – 2030.	123
Figura 4-113: Generación esperada, año 2026, Hidrología Seca, caso 1.	124
Figura 4-114: Generación esperada, año 2026, Hidrología Media, caso 1.	124
Figura 4-115: Generación esperada, año 2026, Hidrología Seca, caso 2.	124
Figura 4-116: Generación esperada, año 2026, Hidrología Media, caso 2.	124
Figura 4-117: Generación térmica esperada para el año 2026.	125
Figura 4-118: Costo de Operación Anual por Escenario – Hidrología Seca.	125
Figura 4-119: Costo de Operación Mensual, año 2026, por Escenario – Hidrología Seca.	125
Figura 4-120. Esquema general de conexión de línea HVDC en S/E Kimal 220 kV y Lo Aguirre 500 kV existentes.	127
Figura 4-121. Esquema de distribución de paños S/E Kimal.	128
Figura 4-122. Esquema distribución de paños S/E Lo Aguirre.	129
Figura 4-123. Gráfico comportamiento CB operación normal Norte a Sur S/E Kimal.	131
Figura 4-124. Gráfico comportamiento CB operación normal Norte a Sur S/E Lo Aguirre.	132

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Resumen de obras recomendadas en Complemento – Transmisión Nacional.	7
Tabla 1-2. Resumen de obras recomendadas en Complemento – Transmisión Zonal.	7
Tabla 1-3. Resumen de obras retiradas de la propuesta de expansión de enero 2021.	9
Tabla 1-4. Recomendación de evaluación del Artículo N°102 de la LGSE para obras no adjudicadas.	9
Tabla 3-1. Escenarios considerados para el Plan de Obras de Generación 2021.	12
Tabla 4-1 Características Línea 2x500 kV Los Changos - Cumbre.	16
Tabla 4-2 Características de nuevos tramos de líneas.	17
Tabla 4-3 Comparación consumo de reactivos para diferentes configuraciones de compensación serie en el tramo 500 kV Los Changos – Parinas -Cumbre.	18
Tabla 4-4 Valores de coeficiente de amortiguación par diferentes configuraciones de compensación serie en el tramo Los Changos – Parinas – Cumbre.	20
Tabla 4-5: Valorización de la obra cambio compensación serie líneas 2x500 kV Los Changos - Parinas y 2x500 kV Parinas - Cumbre.	22
Tabla 4-6 Tiempo de congestiones por caso.	29
Tabla 4-7 Reducción de Costos de Operación, caso Almacenamiento en Nueva Maitencillo.	33
Tabla 4-8 Reducción de Costos de Operación, caso Almacenamiento en Don Héctor.	33
Tabla 4-9 Reducción de Costos de Operación, caso Almacenamiento en Nueva Pan de Azúcar.	34
Tabla 4-10 Ingresos Anuales por Generación Solar Fotovoltaica y Eólica Adicional por Operación Sistema Almacenamiento.	37
Tabla 4-11 Ingresos Anuales Netos del Sistema de Almacenamiento.	37
Tabla 4-12 Detalles Zona de Densidad Media y Capitales Regionales.	39
Tabla 4-13: Características de suministro Arica.	41
Tabla 4-14 Criterios de seguridad de líneas del Sistema Transmisión Zonal de Arica.	42

Tabla 4-15 Criterios de seguridad de subestaciones primarias del Sistema Transmisión Zonal de Arica.	42
Tabla 4-16: Cargabilidades y tensiones del sistema de transmisión zonal de Arica, periodo 2026 – 2040.	52
Tabla 4-17. Valorización de la obra S/E Nueva Chinchorro.	57
Tabla 4-18. Valorización de la obra Nueva Línea 1x66 kV Arica – Pukará.	61
Tabla 4-19. Valorización de la obra Nueva Línea 1x66 kV Arica – Pukará.	63
Tabla 4-20. Definición de escenario base y contingencias - zona quinta año 2026.....	64
Tabla 4-21. Resultados para líneas - sensibilidad plan de descarbonización zona quinta - año 2026	64
Tabla 4-22. Resultados para transformadores - sensibilidad plan de descarbonización zona quinta - año 2026.....	65
Tabla 4-23. Valorización Reemplazo TT/CC línea 2x110 kV Agua Santa – Miraflores lado S/E Miraflores.....	67
Tabla 4-24. Aplicación Severidad 8 en SS/EE Lo Aguirre y Polpaico.	69
Tabla 4-25. Análisis cargabilidad Ltx 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel.....	70
Tabla 4-26. Análisis cargabilidad Ltx 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre.	70
Tabla 4-27. Valorización de la obra Nueva S/E Norte.	73
Tabla 4-28. Valorización de la obra Nueva S/E Oriente.	75
Tabla 4-29. Bloque demanda por Electromovilidad 2021 a 2023 que afectan a línea 2x110 kV Los Almendros Florida.....	77
Tabla 4-30. Análisis de efecto de S/E Seccionadora Baja Cordillera en línea 2x110 kV Los Almendros - Florida.....	77
Tabla 4-31. Valorización de la obra Aumento de capacidad línea 2x110 kV Los Almendros – Florida. Tramo La Reina – Florida.	78
Tabla 4-32. Impacto de Proyecto Pucará de Chena en la red de transmisión Zona Metropolitana. Líneas.....	79
Tabla 4-33. Impacto de Proyecto Pucará de Chena en la red de transmisión Zona Metropolitana. Transformadores AT/AT.	80
Tabla 4-34. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Alto Jahuel - Charrúa	83
Tabla 4-35: Límites de transmisión sistema 500 kV Alto Jahuel - Charrúa	84
Tabla 4-36. Valorización de la obra Nuevo Banco De Autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos.	87
Tabla 4-37: Evaluación económica de la obra Nuevo Banco De Autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos.	87
Tabla 4-38. Valorización de la obra Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Alto Melipilla - Loica.	88
Tabla 4-39. Valorización de la obra Aumento de Capacidad Línea 3x220 kV Alto Melipilla - Loica.	88
Tabla 4-40: Evaluación económica obra Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Loica – Alto Melipilla.	89
Tabla 4-41: Evaluación económica obra Aumento de Capacidad Línea 3x220 kV Loica – Alto Melipilla.	89
Tabla 4-42. Valorización de la obra Nueva Línea 2x220 kV Mataquito - Portezuelo.	91
Tabla 4-43: Evaluación económica de la obra Nueva Línea 2x220 kV Mataquito - Portezuelo.	91
Tabla 4-44. Valorización de la obra Nuevo Enlace HVDC Alto Jahuel – Entre Ríos.	93
Tabla 4-45: Evaluación económica Nuevo Enlace HVDC Alto Jahuel – Entre Ríos.	93
Tabla 4-46. SS/EE de la Zona Alto Jahuel – Charrúa, caracterizadas por alimentar demandas de Zona de Densidad Media y Capitales Regionales.....	94
Tabla 4-47. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Buin.	96
Tabla 4-48. Valorización de la obra aumento de capacidad línea 1x66 kV Fátima – Buin (Transnet).....	96
Tabla 4-49. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Isla de Maipo.	98
Tabla 4-50. Valorización de la obra aumento de capacidad línea 66 kV Isla de Maipo - Paine.	98
Tabla 4-51. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Bajo Melipilla.	100
Tabla 4-52. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Cachapoal.	101
Tabla 4-53. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Alameda.	103
Tabla 4-54. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E San Vicente de Tagua Tagua.	105
Tabla 4-55. Proyectos de la zona circundante a la S/E San Vicente de Tagua Tagua que deben ser ejecutados a la brevedad mediante Artículo 102°.	105
Tabla 4-56. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Parral.	106
Tabla 4-57. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Chacahuín.	108
Tabla 4-58. Valorización de la obra nueva línea 66 kV Chacahuín – Linares, circuito 2.....	108
Tabla 4-59. Valorización de la obra nueva línea 154 kV Empalme Teno - Teno, circuito 2.....	109
Tabla 4-60. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Chillán.....	111
Tabla 4-61. Análisis de contingencias para instalaciones aledañas a la S/E Santa Elvira.	112
Tabla 4-62. Antecedentes S/E Pitrufquén.	113
Tabla 4-63: Demanda Máxima Coincidente Zona Melipulli – Pargua (medidas 2019).	115
Tabla 4-64: Proyección de demanda para las comunas abastecidas por el sistema Zonal Melipulli – Pargua.	116
Tabla 4-65: Movimiento de Centrales a Carbón.....	118
Tabla 4-66. Capacidad instalaciones en régimen permanente en S/E Kimal 220 kV.	128
Tabla 4-67. Capacidad instalaciones en régimen permanente en S/E Lo Aguirre 500 kV.....	129
Tabla 4-68 Desconexiones/mantenimiento de paños considerados para el estudio de barra Kimal 220 kV	130
Tabla 4-69 Desconexiones/mantenimiento de paños considerados para el estudio de barra Lo Aguirre 500 kV.....	131
Tabla 4-70. Criterios para clasificar las instalaciones según cargabilidad de barras.....	133
Tabla 4-71. Resultados cargabilidades máximas.	133
Tabla 5-1: Proyectos complementarios en proceso 2021 – Zona Arica – Quillota.	135



Tabla 5-2: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Quinta.	136
Tabla 5-3: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Región Metropolitana.	136
Tabla 5-4: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Alto Jahuel – Charrúa.	137