

PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2017

DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Daniel Salazar J. – Director Ejecutivo
	Juan Carlos Araneda T. – Director de Planificación y Desarrollo SING
	Gabriel Carvajal M. – Subdirector de Planificación y Desarrollo SIC

REGISTRO DE CAMBIOS

Fecha	Autor	Versión	Descripción del Cambio

REVISORES

Nombre	Cargo
Deninson Fuentes del C.	Jefe Departamento de Planificación SIC
Andrés Guzmán C.	Jefe Departamento de Planificación SING

AUTORES

Nombre	Cargo
Víctor Álvarez C.	Ingeniero de Planificación
Eduardo Esperguel G.	Ingeniero de Planificación
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación
Roger Mellado Z.	Ingeniero de Planificación
Simón Norambuena O.	Ingeniero de Planificación
Carlo Saavedra M.	Ingeniero de Planificación
Alex Santander G.	Ingeniero de Planificación
Vannia Toro B.	Ingeniero de Planificación
Cristián Torres B.	Ingeniero de Desarrollo y Gestión de Proyectos

DISTRIBUCIÓN

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

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	6
2. INTRODUCCIÓN	11
3. NUEVAS CONSIDERACIONES LEGALES Y SU APLICACIÓN EN EL PRESENTE ESTUDIO	12
4. CONSIDERACIONES GENERALES, SUPUESTOS Y ESCENARIOS	14
4.1 METODOLOGÍA PARA LA PLANIFICACIÓN DE TRANSMISIÓN	14
4.2 SUPUESTOS DE MODELACIÓN	16
4.3 ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DE OFERTA, DEMANDA Y TRANSMISIÓN	17
5. METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS	34
5.1 METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE ANÁLISIS SISTÉMICOS	34
5.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE AUMENTO DE CAPACIDAD O NORMATIVOS EN SUBESTACIONES DE SISTEMAS ZONALES	35
5.3 METODOLOGÍA PARA ANÁLISIS DE RESILIENCIA EN LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	38
5.4 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA	42
5.5 CRITERIO MIN – MAX REGRET	43
5.6 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE RIESGO SEGÚN VARIABILIDAD HIDROLÓGICA	44
5.7 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN PARA ABASTECIMIENTO DE SUMINISTRO A MÍNIMO PRECIO	46
5.8 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS SEGÚN CONDICIONES HIDROLÓGICAS EXTREMAS	47
6. DIAGNÓSTICO, ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	49
6.1 SISTEMA INTERCONEXIÓN – TRAMO ENTRE KIMAL Y LOS CHANGOS	49
6.2 ZONA TALTAL – TRAMO LOS CHANGOS – CUMBRE – NUEVA CARDONES	63
6.3 SISTEMA POLPAICO – CARDONES	89
6.4 SISTEMA DE 500 KV ENTRE SS/EE ALTO JAHUEL Y POLPAICO	112
6.5 SISTEMA DE 500 KV ENTRE S/E CHARRÚA Y S/E ANCOA	119
6.6 TRAMO CIRUELOS - CAUTÍN – MULCHÉN - CHARRÚA	127
6.7 REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	159
6.8 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE METODOLOGÍA DE RESILIENCIA EN LA ZONA DE HUASCO	163
7. ANÁLISIS Y PROPUESTAS DE EXPANSIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	168
7.1 ANALISIS DE SUFICIENCIA Y SEGURIDAD DE CLIENTES REGULADOS PARA LA ZONA NORTE	168

7.2 ANÁLISIS DE CUMPLIMIENTO DE NTSYCS EN SUBESTACIONES DE ENLACE PARA LAS ZONAS NORTE CHICO, CENTRO Y SUR	182
8. VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL	266
8.1 NUEVA LÍNEA NUEVA CHARRÚA – NUEVA MULCHÉN – NUEVA CAUTÍN – CIRUELOS, 2x500 kV, 2x1700 MVA, ENERGIZADA EN 220 kV	267
8.2 PROYECTO NUEVO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 500/200 kV – 750 MVA EN S/E NUEVA CHARRÚA	273
8.3 NUEVA SUBESTACIÓN TALTAL 500 kV Y ENLACES EN 220 kV	276
9. VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL	282
9.1 SUBESTACIÓN SECCIONADORA NUEVA LA NEGRA 220/110 kV	283
9.2 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA CERRO DRAGÓN – CÓNDORES 110 kV	289
9.3 AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN ALTO HOSPICIO 110 kV	296
9.4 NUEVA LÍNEA 66 kV PUKARÁ - ARICA	299
9.5 DERIVACIÓN LÍNEA 66 kV CD ARICA – ARICA, EN S/E CHINCHORRO	305
9.6 NUEVA LÍNEA 66 kV PARINACOTA – QUIANI	311
9.7 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN AGUA SANTA	317
9.8 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN ALTO MELIPILLA	322
9.9 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN CONCEPCIÓN	326
9.10 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN EL SALTO	330
9.11 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN HUALPÉN	334
9.12 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN CARDONES	338
9.13 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN MAITENCILLO	342
9.14 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN PAN DE AZÚCAR	345
10. ANEXO 1: REPRESENTACIÓN DE LA DEMANDA	349
10.1 REPRESENTACIÓN DE CONSUMOS EN PLEXOS	349
10.2 REPRESENTACIÓN DE CONSUMOS EN PLP	349
11. ANEXO 2: REPRESENTACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS	350
11.1 REPRESENTACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS EN PLEXOS	350
11.2 REPRESENTACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS EN PLP	350
12. ANEXO 3: DETALLES DE PROYECTOS RECOMENDADOS	351
12.1 DETALLE DE PROYECTOS NACIONALES	351
12.2 DETALLE DE PROYECTOS ZONALES	351

13. ANEXO 4: METODOLOGÍA DE RESILIENCIA	352
14. ANEXO 5: ESCENARIOS DE GENERACIÓN	353
15. ANEXO 6: ANALISIS DE COMPENSACIÓN – PROYECTO TALTAL	354

1. RESUMEN EJECUTIVO

En atención al procedimiento de planificación de la transmisión establecido en el artículo 91° de la Ley 20.936/2016 y la participación correspondiente al Coordinador Eléctrico Nacional respecto de dicho proceso, se ha elaborado la propuesta de expansión del Sistema de Transmisión para el periodo 2017 en base a una evaluación técnico - económica de las necesidades de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

Para determinar el plan de expansión de transmisión propuesto, se ha analizado el comportamiento de los flujos de potencia esperados en los tramos del sistema eléctrico y los posibles requerimientos de expansión, atendiendo los criterios señalados en el artículo 87° de la ley en función de un desarrollo metodológico que recoge el riesgo según la variabilidad hidrológica, el abastecimiento del suministro a mínimo precio, los efectos sobre condiciones hidrológicas extremas y el nivel de resiliencia del sistema frente a desastres naturales. Lo anterior se resume a continuación:

- ✓ Riesgo según variabilidad hidrológica
 - Se consideran las 55 posibles simulaciones de la operación considerando la variabilidad de los recursos hidrológicos y ERNC, y para cada una se calcula el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto de transmisión propuesto.
 - Se determina un indicador del riesgo económico sistémico asociado a la materialización del proyecto, el cual se presenta como la probabilidad que el VAN sea positivo.

- ✓ Análisis de resiliencia del Sistema Eléctrico
 - Metodología para evaluar zonas que podrían ser afectadas por eventos preventivos o definitivamente azotados por desastres naturales, del tipo terremotos, tsunamis, incendios de proporciones, erupciones volcánicas, entre otros, que pudieran impactar en la operación de infraestructura energética.

- ✓ Abastecimiento del suministro a mínimo precio
 - La metodología busca cuantificar el impacto sobre los precios de la inclusión de un proyecto de expansión en el sistema eléctrico.
 - Se valorizan los retiros por barra del sistema a costo marginal para el promedio de las hidrologías, comparándolos entre los casos con y sin proyecto de transmisión para la expansión, verificando si la propuesta de desarrollo de la transmisión permite reducir los costos de retiro de energía desde el sistema, lo cual se podría traducir en una reducción de los precios de venta a clientes finales.

- ✓ Efectos sobre condiciones hidrológicas extremas
 - Metodología para evaluar el comportamiento de los costos totales y marginales debido a condiciones hidrológicas extremas.
 - Se seleccionan aquellas series hidrológicas que contienen el conjunto de 4 años consecutivos más secos y el conjunto de 4 años consecutivos más húmedos inmediatamente posterior a la fecha de puesta en servicio del proyecto analizado, estudiando su impacto tanto por su efecto sobre los precios de suministro, como para los costos de operación del sistema.

Con el objetivo de determinar el comportamiento del sistema eléctrico y las opciones óptimas de expansión de la transmisión, el estudio considera una proyección de la demanda de energía y potencia para un horizonte de 20 años. Con la modelación del sistema y escenarios de expansión, se obtienen los despachos que minimizan los costos de operación y falla del sistema en el horizonte de planificación bajo diversas condiciones hidrológicas y de variabilidad de generación ERNC. Los resultados obtenidos a partir de la simulación de la operación de largo plazo son utilizados para la elaboración de diversos estudios eléctricos y para la determinación del uso esperado del sistema de transmisión, verificando el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

Se analizan cuatro escenarios de generación en base a información de los proyectos actualmente en construcción, aquellos que se adjudicaron contratos de suministro para el abastecimiento a clientes regulados, posibles desarrollos futuros e incentivos gubernamentales para el desarrollo de tecnología de generación eólica en la zona norte de Chile.

✓ **Escenario Base**

Se obtuvo con un modelo de despacho económico, que considera que la incorporación de centrales al sistema es el resultado de decisiones privadas y no necesariamente de una optimización sistémica. El pool de proyectos incorporados en el plan de obras se obtiene a partir de un proceso iterativo de evaluaciones económicas privadas de la conveniencia de incorporar una a una las centrales, suponiendo que estas venden su potencia y energía generada en el mercado Spot.

Los proyectos de generación a evaluar se extraen de un conjunto de centrales candidatas en base a los recursos disponibles e información relevante de la industria de desarrollo de proyectos de generación. Para efectos de la elaboración del escenario, se consideraron como desarrollos efectivos los proyectos de generación que se adjudicaron bloques de energía para el suministro eléctrico en el proceso de licitación para clientes regulados del año 2015, adjudicado en 2016.

✓ **Escenario Pozo Almonte**

Se obtiene a partir de un ejercicio de optimización de inversiones del parque generador, utilizando como input los costos de inversión de distintas tecnologías, las zonas con potencial para el desarrollo de las ERNC, la Política Pública para el incentivo de las ERNC (Ley 20/25) y las proyecciones de precios y disponibilidades de combustibles utilizadas por la CNE en el ITD de abril de 2016. Adicionalmente, se considera que el costo de inversión por MW instalado para centrales fotovoltaicas en la zona de Pozo Almonte es un 11% inferior en comparación al resto de las zonas del país, lo anterior en línea con el beneficio tributario existente en la Región de Tarapacá que busca incentivar el desarrollo de mayores inversiones en la industria.

✓ **Escenario Taltal**

Se construye a partir del Escenario Pozo Almonte, considerando como supuesto que parte del desarrollo de generación futura de las regiones de Tarapacá y Antofagasta se concentra en esta última, más precisamente en la zona de Taltal. En este escenario se llegan a instalar, en el largo plazo, 1100 MW de generación eólica en Taltal. Lo anterior busca representar un escenario futuro, que considera el actual proceso de licitación de terrenos para la instalación de proyectos de generación eólica, proceso liderado por el Ministerio de Bienes Nacionales.

✓ **Escenario VIII Región**

Considera un desarrollo adicional de generación eólica en la Octava Región. Lo anterior da cuenta de la gran cantidad de proyectos que podrían llegar a desarrollarse en el mediano plazo de acuerdo con los estudios que se han presentado al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) y al Coordinador Eléctrico Nacional. Esto resulta consistente con los resultados del informe “Energías Renovables en Chile, el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé”, desarrollado por el Ministerio de Energía, el cual indica que la región cuenta con un potencial de generación de aproximadamente 8000 MW. Los proyectos incorporados en este Escenario suman un total de 740 MW, los cuales desplazan generación fotovoltaica en la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional.

En el ámbito de las instalaciones zonales, se desarrolló un análisis con el objetivo de regularizar subestaciones de relativa importancia para el suministro de clientes regulados a lo largo del sistema eléctrico. Para lo anterior, se realizó un levantamiento del cumplimiento de los estándares normativos por parte de las subestaciones (SS/EE) de Transmisión Zonal, y a partir de éste, se seleccionó un grupo para el desarrollo de un estudio detallado.

En dicho estudio, se analizó el cumplimiento de las severidades 8 y 9 en los patios de las subestaciones y las condiciones de mantenimiento de los equipos.

A partir de estos resultados, se identificaron puntos críticos en las subestaciones seleccionadas y se realizaron propuestas de mejora. A partir de estas propuestas, se elaboró la solución de ingeniería que resuelve los problemas identificados.

Como resultado del presente estudio, se ha determinado la propuesta de expansión para los Sistemas de Transmisión.

En resumen, la propuesta está compuesta por 17 proyectos que totalizan un monto de 284 ó 587 millones de dólares de inversión dependiendo de la inclusión de la línea “Nueva Cautín – Ciruelos 2x500 kV, energizada en 220 kV” en el decreto de expansión resultante del proceso de expansión de transmisión 2016. Del total de proyectos, 3 corresponden a proyectos de desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional (212 ó 515 millones de dólares), mientras que los restantes 14 proyectos, corresponden a propuestas para el desarrollo de la Transmisión Zonal (71 millones de dólares). El detalle de los proyectos propuestos se encuentra en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1: Tabla resumen de obras propuestas

N	Obras de Transmisión Propuestas	Cap. (MVA)	Longitud (km)	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo constructivo	VI Ref. Miles USD	Comentario
1	Nueva S/E Seccionadora Nueva Taltal 500/200 kV, 2x750 MVA y Nueva Línea Paposo – Nueva Taltal 2x220 kV, 500 MVA. Ampliación en S/E Paposo.	500	64	Ene-23	Condicionada	Nacional	36 meses	85.678	Evita vertimiento de ERNC en la línea Paposo – Diego de Almagro y crea condiciones que promueven la oferta y facilitan la competencia. Condicionada al impulso de nuevos desarrollos de generación en zonas aledañas a Taltal
2	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA en S/E Nueva Charrúa	750	-	May-21	Inmediata	Nacional	36 meses	26.300	Evita congestión ante la puesta en servicio del sistema 500 kV Mulchén – Charrúa.
3-a	S/E Nueva Mulchén, Línea Nueva Charrúa – Nueva Mulchén 2x500 kV, 2x1700 MVA energizada en 220 kV y línea de enlace Mulchén – Nueva Mulchén 220 kV. Ampliación S/E Nueva Charrúa y Ampliación S/E Mulchén	-	-	May-24	Condicionada	Nacional	72 meses	108.255	Evita congestión ante generación localizada al sur de Charrúa. En caso que la Línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV, energizada en 220 kV se encuentre en el Decreto de Expansión 2016 - 2017, se debe ejecutar esta obra en forma inmediata.
3-b	S/E Nueva Mulchén, S/E Nueva Cautín, Línea Nueva Charrúa – Nueva Mulchén – Nueva Cautín – Ciruelos 2x500 kV, 2x1700 MVA energizada en 220 kV y líneas de enlace Mulchén – Nueva Mulchén 220 kV y Cautín – Nueva Cautín 220 kV. Ampliación S/E Nueva Charrúa, Ampliación S/E Mulchén, Ampliación S/E Cautín	-	-	May-24	Condicionada	Nacional	72 meses	410.866	Evita congestión ante generación localizada al sur de Charrúa. En caso que la Línea Ciruelos – Nueva Cautín 500 kV NO se encuentre en el Decreto de Expansión 2016 - 2017, se debe ejecutar esta obra en forma inmediata.
4	Nueva S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV, 1x120 MVA	120	-	Ene-21	Inmediata	Zonal	24 meses	13.302	Aumenta la seguridad y respaldo de la zona ante contingencias simples en el sistema 110 kV y permitirá la conexión de nuevas fuentes de energía o consumos.
5	Tendido segundo circuito línea Cerro Dragón - Cóndores 110 kV	80	4.8	Jul-20	Inmediata	Zonal	18 meses	3.690	Aumento en su capacidad de transmisión de energía y entrega respaldo a la Zona Sur de Iquique.
6	Ampliación S/E Alto Hospicio 110kV	-	-	Ene-21	Inmediata	Zonal	24 meses	2.591	Entrega seguridad y continuidad de suministro al sector sur este de la ciudad de Iquique. El seccionamiento del circuito 1 de la línea Cerro Dragón – Cóndores provoca que el sistema sea flexible.
7	Nueva línea Pukará – Arica 66kV	30	1	Jul-20	Inmediata	Zonal	18 meses	1.966	Enmallar y entregar respaldos a los clientes conectados a S/E Pukará ante alguna contingencia en la línea Parinacota – Pukará.
8	Derivación línea 66kV CD Arica – Arica, en S/E Chinchorro	62	0.5	Abr-20	Inmediata	Zonal	15 meses	1.205	Otorgará mayor seguridad de abastecimiento a los clientes regulados conectados en Chinchorro ante cualquier contingencia en la subestación Parinacota.
9	Nueva línea 66kV Parinacota – Quiani	28	7	Ene-21	Inmediata	Zonal	24 meses	2.897	Entrega respaldo a la actual línea y continuidad de suministro a la demanda conectada a la subestación Quiani.

N	Obras de Transmisión Propuestas	Cap. (MVA)	Longitud (km)	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo constructivo	VI Ref. Miles USD	Comentario
10	Normalización S/E Agua Santa, Patio 220 y 110 kV	300	-	Jun-20	Inmediata	Zonal	30 meses	12.156	Patio 220 kV: Implementación de topología doble interruptor en barras actuales. Patio 110 kV: Construcción de segunda barra y circuito placilla en configuración doble interruptor. Transformación: Segunda unidad de transformación 300 MVA.
11	Normalización S/E Alto Melipilla, Patio 220 y 110 kV	150	-	Jun-20	Inmediata	Zonal	30 meses	11.909	Patio 220 kV: Cambio de configuración de barras a anillo de 4 puntas. Patio 110 kV: Construcción de segunda barra principal utilizando equipos existentes. Transformación: Segunda unidad de transformación 150 MVA
12	Normalización S/E Concepción, Patio 220 y 154 kV	-	-	Ene-20	Inmediata	Zonal	24 meses	9.761	Patio 220 kV: Construcción de patio en configuración anillo en tecnología GIS, considerando caseta de control. Patio 154 kV: Implementación de segunda barra principal utilizando equipos existentes.
13	Normalización S/E El Salto, Patio 220 y 110 kV	-	-	Jun-20	Inmediata	Zonal	30 meses	2.522	Patio 220 kV: Seccionar barra principal e implementar nuevo paño de transferencia. Patio 110 kV: Transformar barra de transferencia en segunda barra principal y configuración doble interruptor, utilizando los equipos primarios existentes.
14	Normalización S/E Hualpén, Patio 154 kV	-	-	Ene-20	Inmediata	Zonal	24 meses	1.877	Patio 154 kV: Seccionamiento de barra principal conectando un circuito a S/E San Vicente a cada sección de barra y una topología de doble interruptor en el transformador 220/154 kV.
15	Normalización S/E Cardones, Patio 110 kV	-	-	Ene-20	Inmediata	Zonal	24 meses	4.298	Patio 110 kV: Construcción de la segunda barra principal y modificar a configuración de doble interruptor, los circuitos Copayapu, Copiapó y los transformadores de la S/E Cardones.
16	Normalización S/E Maitencillo, Patio 110 kV	-	-	Ene-20	Inmediata	Zonal	24 meses	833	Patio 110 kV: Cambio de configuración del patio de 110 kV a esquema de doble interruptor, utilizando la barra de transferencia.
17	Normalización S/E Pan de Azúcar, Patio 110 kV	-	-	Ene-20	Inmediata	Zonal	24 meses	1.952	Patio 110 kV: Implementación de la barra de transferencia del patio de 110 kV como una segunda barra e implementar una configuración de doble interruptor.

2. INTRODUCCIÓN

De acuerdo al artículo 91° de la Ley 20.936/2016, que establece el Procedimiento de Planificación de la Transmisión, el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador, tiene la obligación de enviar a la Comisión Nacional de Energía (CNE), una propuesta de expansión de los distintos segmentos de la transmisión durante los primeros quince días de cada año. Dicha propuesta debe basarse en los criterios dispuestos en el artículo 87° del referido cuerpo legal, el cual señala siguiente:

“Deberá considerar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley, por lo que los análisis deberán realizarse considerando:

- *La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;*
- *La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;*
- *Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio.*
- *La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.”*

Se debe considerar que el reglamento que determinará el procedimiento metodológico para planificar la expansión del sistema de transmisión con las holguras y redundancias que consideren los criterios señalados aún no ha sido emitido, razón por la cual el Coordinador ha estimado pertinente elaborar un primer desarrollo metodológico para abordar algunos de los puntos anteriormente descritos y presentes en la ley.

Dicho desarrollo metodológico, detallado en el Capítulo 5 del presente informe, permite cumplir con la obligación señalada y creemos conveniente que constituya un insumo para el proceso reglamentario mencionado, para ser considerado en la discusión de la mencionada instancia regulatoria. Por otra parte, la evaluación económica de las soluciones de expansión del sistema de transmisión, considera como tasa de actualización la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para este tipo de proyectos. De esta forma, la presente propuesta estudia las necesidades de expansión del Sistema de Transmisión aplicando el desarrollo metodológico elaborado, con la mejor información disponible a la fecha y las conclusiones de los estudios de largo plazo realizados durante los últimos años en lo que respecta a previsión de demanda y desarrollo de la generación.

En el presente informe se describen los análisis realizados para los tramos del sistema de transmisión nacional que presentan transferencias cercanas o superiores a las máximas admisibles según el nivel de seguridad coherente con el criterio N-1, considerando los distintos escenarios estudiados. En base a lo anterior, se evalúan técnica y económicamente alternativas de proyectos de transmisión, para definir la solución óptima de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional.

Asimismo, en el Capítulo N°7 se incluyen los análisis y estudios desarrollados para instalaciones del sistema de transmisión zonal, con un foco en el cumplimiento de los estándares normativos y una propuesta de expansión para aumentar el nivel de la seguridad de suministro de los consumidores regulados del país.

3. NUEVAS CONSIDERACIONES LEGALES Y SU APLICACIÓN EN EL PRESENTE ESTUDIO

El presente informe contiene la primera Propuesta de Expansión de la Transmisión que debe emitir el Coordinador, de acuerdo a lo indicado en el Capítulo II: “De la Planificación Energética y de la Transmisión” contenido en la Ley 20.936/2016. De acuerdo a la Ley citada, el Coordinador debe enviar a la Comisión Nacional de Energía una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión dentro de los primeros 15 días de cada año (artículo 91°).

El nuevo marco legal establece que el proceso de planificación de la transmisión deberá considerar, a lo menos, un horizonte de 20 años, además de la Planificación Energética que desarrolle el Ministerio de Energía, la cual a la fecha está en fase de inicio del primer informe, y por tanto no está disponible para los análisis de esta primera propuesta del Coordinador.

Adicionalmente, la Planificación de la Transmisión (artículo 87°), deberá considerar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley, por lo que los análisis deberán realizarse considerando:

- a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;
- b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86°, y
- d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

Dicho proceso deberá contemplar las holguras y redundancias necesarias para incorporar los criterios anteriores. Adicionalmente, la ley establece que, para efectos de la planificación de la transmisión, se deberá considerar como tasa de actualización la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión.

Para una completa aplicación de la Ley, ésta contempla el desarrollo de un reglamento que explicitará los aspectos metodológicos y de criterio indicados previamente, el cual se encuentra en etapa de desarrollo, por lo cual en este informe se han aplicado buenas prácticas de la ingeniería para una primera aproximación de su aplicación.

De acuerdo a los antecedentes señalados en los párrafos anteriores, este Coordinador ha abordado algunos de los nuevos criterios anteriores de acuerdo a lo que se indica a continuación. El detalle de cada uno se encuentra en el Capítulo 5.

✓ **Eficiencia Económica y tasa de descuento social:**

Los proyectos de transmisión han sido sometidos a la evaluación de proyectos a 20 años de acuerdo a la metodología de evaluación social en cuanto a considerar la tasa de descuento social (6% anual), los ahorros por costos de operación como flujos anuales de ingresos sociales, el valor de inversión como desembolsos sociales durante el período de construcción de la obra en evaluación y los “COMA” como flujos de egresos sociales para el período desde la puesta en servicio de las instalaciones.

✓ **Minimización de riesgos:**

- Se elaboró y aplicó una metodología de análisis probabilístico para cuantificar la volatilidad de los valores actuales netos (VAN) de los proyectos para las diversas simulaciones de la operación. De esta forma, se logra obtener valores medios y coeficientes de dispersión de VAN, incluyendo las probabilidades que ellos sean mayores y menores que cero, desde una distribución de probabilidad analítica a partir de la distribución empírica. Lo anterior se logra realizando test de hipótesis para las series de VAN.
- Se elaboró una metodología para evaluar zonas que podrían ser afectadas por eventos preventivos o ante la ocurrencia de desastres naturales, del tipo terremotos, tsunamis, incendios de proporciones, erupciones volcánicas, entre otros, que pudieran impactar en la operación de infraestructura energética.
- Se elaboró y aplicó una metodología para cuantificar el impacto sobre los precios de abastecimiento a los suministros de clientes debido a la incorporación del proyecto de transmisión. Para lo anterior, se valorizaron los retiros por barra del sistema a costo marginal, consolidados como promedio de todas las hidrologías comparándolos entre los casos con y sin proyecto de transmisión para la expansión.
- Se elaboró y aplicó una metodología para evaluar el comportamiento del sistema desde el punto de vista de costos totales y marginales debido a condiciones hidrológicas extremas. Para esto se seleccionan aquellas series que contiene el conjunto de 4 años consecutivos más secos y el conjunto de 4 años consecutivos más húmedos para la fecha de puesta en servicio del proyecto analizada, estudiando su impacto, tanto para el efecto sobre los precios de suministro, como para los costos de operación del sistema.

A partir de los avances descritos se pretende continuar perfeccionando dichas metodologías e incorporando otras que cubran la mayor parte de los criterios establecidos en la Ley y puedan ser un aporte para la discusión reglamentaria del proceso de planificación de la transmisión.

En relación con los Sistemas Zonales, de acuerdo con el artículo decimotercero transitorio de la ley, las obras que tienen el carácter urgente y deben iniciar su construcción antes de diciembre de 2018, fueron incluidas en informes enviados a la Comisión por los CDEC el 30 de diciembre de 2016. Por lo anterior, para dichos sistemas el análisis incluido en esta propuesta considera un estudio de las instalaciones no incluidas en las propuestas de las empresas zonales que se consideraron prioritarias en consideración de la importancia del servicio que prestan.

4. CONSIDERACIONES GENERALES, SUPUESTOS Y ESCENARIOS

4.1 METODOLOGÍA PARA LA PLANIFICACIÓN DE TRANSMISIÓN

El proceso utilizado para la planificación de expansión de la red de transmisión considera 6 etapas relevantes, entre ellas, la recolección de información y determinación de supuestos para la modelación, análisis y estudios para diagnóstico de Largo Plazo, diagnóstico de la utilización esperada del sistema, definición y análisis de desempeño de propuestas de expansión, evaluación de propuestas de expansión, y finalmente, definición del plan de obras de transmisión. Dicho proceso se representa de manera esquemática en Figura 4.1 y Figura 4.2.

Figura 4.1: Diagrama del proceso Parte 1

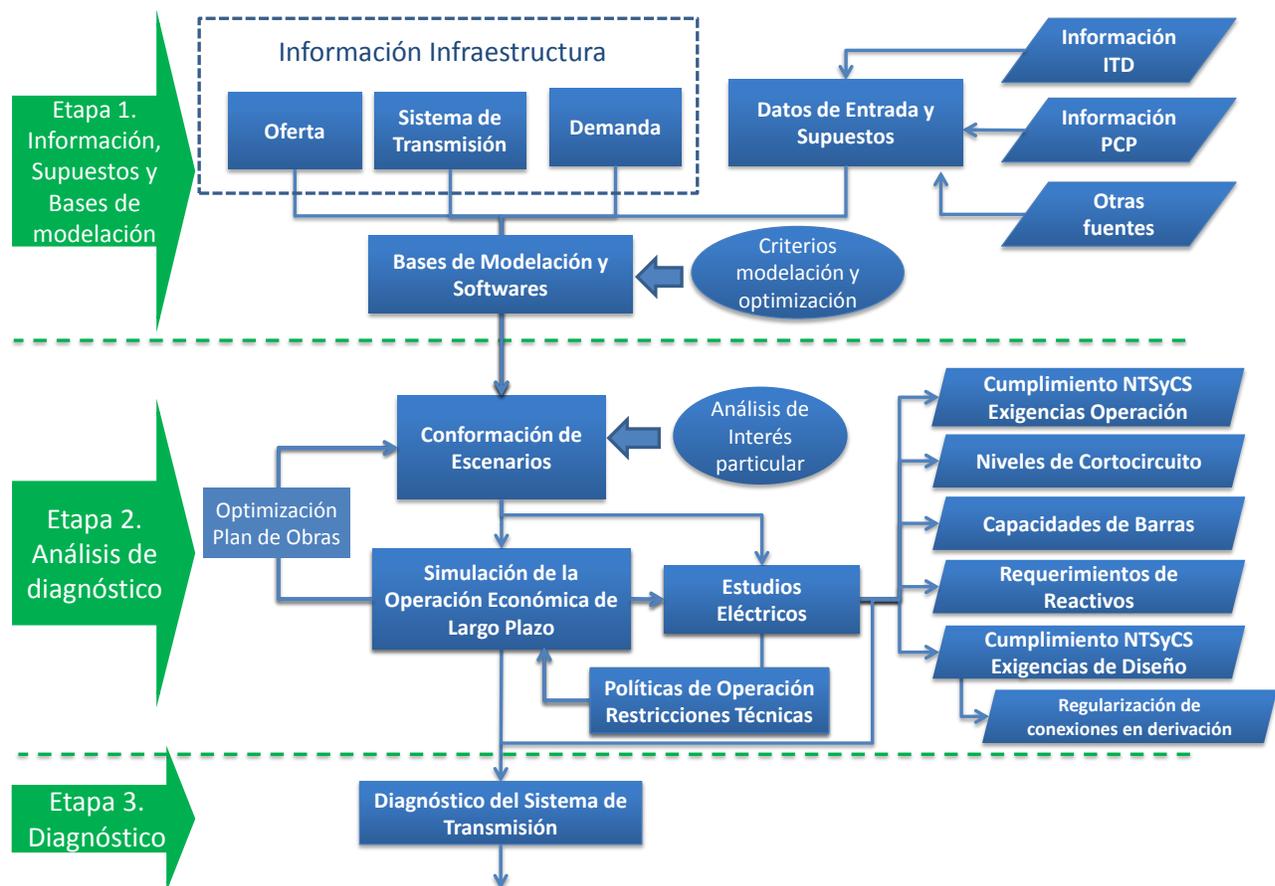
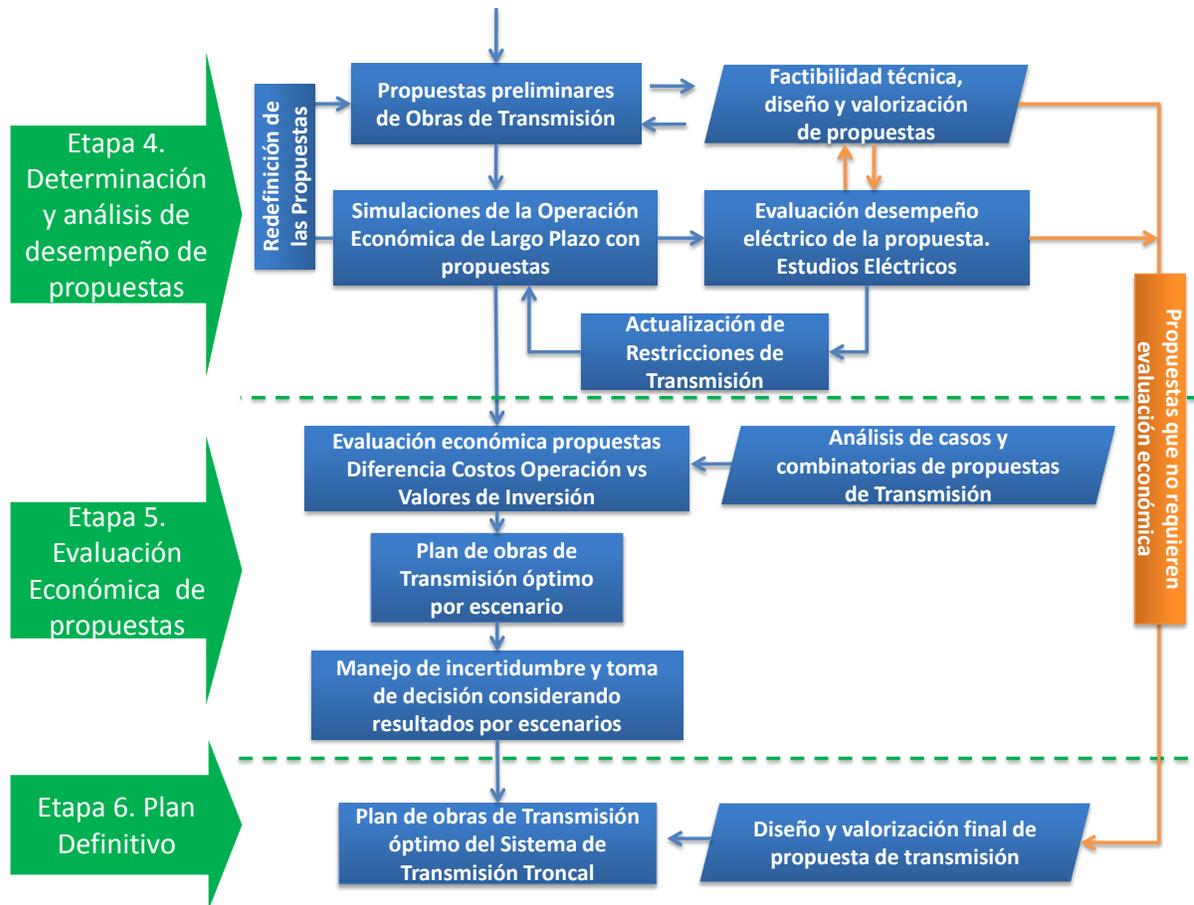


Figura 4.2: Diagrama del proceso Parte 2



Para determinar las necesidades de expansión del sistema de transmisión, una vez incorporada toda la información en las bases de modelación, se proyecta la utilización esperada del sistema. Para esto se considera el criterio N-1 como límite de transferencia para todos los tramos actuales del sistema, aumentando el límite de transferencia admisible en aquellos en que se observa congestión, mediante el supuesto de un aumento de capacidad de transmisión acorde a la ejecución de una eventual obra propuesta y sus respectivos plazos, o bien por medio de la adición de circuitos o transformadores en paralelo a los existentes.

Los resultados por zona del Sistema de Transmisión Nacional se presentan en dos tipos de gráficos, de probabilidad de excedencia o temporales y de curvas de duración. En los gráficos de probabilidad de excedencia para cada mes se despliegan cuatro niveles de transmisión, correspondientes a transferencias con probabilidad de excedencia de 0%, 20%, 80% y 100%. Estos valores se determinan a partir del universo de flujos equiprobables resultantes para cada mes, considerando los 55 despachos por etapa y sus bloques de demanda modelados. De esta manera, las curvas no representan trayectorias de flujos a lo largo del tiempo para una determinada secuencia de operación, sino transmisiones de igual probabilidad de excedencia que pueden ocurrir en diversas condiciones hidrológicas, de ventosidad y radiación solar a lo largo del horizonte de planificación. Por otro lado, en los gráficos temporales se muestran las trayectorias de flujos para tres hidrologías dadas.

Como parte del proceso anterior se analizan las transferencias esperadas en los tramos de transmisión, identificando aquellas instalaciones que presentan congestiones de flujo considerando los valores permitidos por criterio de seguridad N-1. Para aquellos tramos en que se detectan posibles congestiones, éstas se presentan en dos tipos de gráficos, uno de curva de duración que considera el porcentaje del tiempo que el tramo se encuentra congestionado o bien en un gráfico de duración de flujo que ilustran tanto los flujos de potencia efectivos por los tramos de transmisión como los flujos interrumpidos. En estos últimos gráficos se incorporan las transferencias observadas para todas las condiciones hidrológicas analizadas, ordenadas de mayor a menor, presentando además las probabilidades de excedencia como un indicador del nivel de congestión, la cual se obtiene como el porcentaje del tiempo en que se observarían restricciones para el tramo sobre el total de las N hidrológicas estudiadas. Finalmente, las líneas rojas y negra punteada representan los límites del tramo con y sin el proyecto que se está evaluando, respectivamente.

4.2 SUPUESTOS DE MODELACIÓN

Las bases sobre las cuales se desarrolló el diagnóstico y las propuestas de expansión de la transmisión, consideran un levantamiento de la infraestructura de transmisión existente, en construcción y decretada, los proyectos de generación y consumo en construcción, así como también se definen supuestos, proyecciones de planes de obras de generación futuros, costos y disponibilidad de combustibles e insumos principales para la generación.

4.2.1 SOFTWARE UTILIZADOS

Para la realización de este ejercicio de planificación, se utilizan tres softwares computacionales:

- a) Como herramienta para el análisis de la operación económica de largo plazo, se utiliza los softwares Plexos y PLP. Dichos softwares, incluyen módulos para la simulación de largo plazo del sistema y de coordinación hidrotérmica.
- b) Como herramienta para el análisis de cumplimiento de la NTSyCS se utiliza el software DigSilent Power Factory, con el cual se efectúan los correspondientes estudios sistémicos.

4.2.2 CONSIDERACIONES PARA LA SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LARGO PLAZO

Como se menciona anteriormente, para el análisis de la operación de largo plazo se utilizan los softwares Plexos y PLP, en los cuales son ingresados todos los datos relevantes del sistema, de tal manera que se represente el funcionamiento del sistema eléctrico de manera adecuada para la realización de los análisis deseados.

Dentro de los datos relevantes que se deben incluir en esta evaluación se tiene:

- ✓ ***Bloques de Optimización:*** Se consideran, en general, 10 bloques mensuales para el horizonte de planificación. La duración de cada bloque se define a través del uso de técnicas matemáticas que buscan minimizar el error de aproximación que se obtienen al modelar una curva de demanda continua a través de una curva de demanda discreta. No obstante, los bloques finales definidos buscan compatibilizar una buena representación de la variación de la demanda con la variabilidad de los perfiles horarios de generación ERNC.
- ✓ ***Perfil ERNC:*** Las unidades ERNC se modelan mediante un perfil horario de generación según época del año. Una vez determinado el perfil se procede a “reordenar” dicho perfil de generación de tal manera que la generación del parque sea coincidente horariamente con la demanda del sistema. Mayor detalle sobre los perfiles ERNC se encuentran en la Sección de Anexos.
- ✓ ***Horizonte de evaluación:*** El análisis de expansión de la transmisión considera un horizonte de análisis de 20 años, siendo 2017 el año de inicio.

Luego de la modelación del sistema, se deben definir los supuestos y consideraciones de la operación con las que se evaluará el sistema de transmisión. Dentro de estos supuestos se encuentran:

- ✓ Pérdidas de las Líneas y transformadores: El sistema de transmisión es modelado con pérdidas con una aproximación lineal por tramos.
- ✓ Restricciones de Transmisión: Se modelan las restricciones de transmisión con criterio N-1 de acuerdo a los proyectos considerados y a las limitaciones encontradas mediante los estudios eléctricos.
- ✓ Metodología de Coordinación Hidrotérmica PLP: Para la coordinación hidrotérmica se utiliza series hidrológicas históricas simuladas de manera independiente.
- ✓ Metodología de Coordinación Hidrotérmica Plexos: Para la coordinación hidrotérmica se utiliza la metodología *Scenario Wise Decomposition*, que reduce la muestra completa a 12 series representativas para realizar las simulaciones de manera independiente.
- ✓ Número de Series Hidrológicas: información histórica desde 1960 a la fecha.
- ✓ Costo de falla de larga duración: Se considera el CFLD definido en la NTSyCS vigente.

4.3 ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DE OFERTA, DEMANDA Y TRANSMISIÓN

4.3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

4.3.1.1 Instalaciones de transmisión existentes

Se consideran disponibles todas las instalaciones de transmisión existentes, que se encuentren entregadas a la coordinación de operación a la fecha de elaboración del estudio.

4.3.1.2 Instalaciones de transmisión en construcción y decididas

Se consideran todas las instalaciones de transmisión que se encuentran en construcción a la fecha del estudio incluidas en Resolución Exenta de la CNE o bien aquellas que se encuentran formalmente decretadas.

Las fechas de puesta en servicio de las líneas de transmisión y subestaciones en construcción, son las indicadas por las empresas desarrolladoras, mientras que para aquellas contenidas en Decretos de expansión y que aún no se han adjudicado, se utiliza el plazo constructivo indicado en el respectivo decreto y una estimación de los plazos asociados a los procesos administrativos previos al inicio de la construcción.

A continuación, se detallan las obras que se encuentran en construcción o bien en proceso de adjudicación.

Tabla 4.1: Obras de ampliación y obras nuevas según Decreto N° 115 del 2 de mayo de 2011

Fecha PES	Obra	Capacidad [MVA]
ene-2018	Nueva Línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV	2 x 1700
ene-2018	Nueva Línea Maitencillo – Pan de Azúcar 2x500 kV	2 x 1700
ene-2018	Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV	2 x 1700
mar-2018	Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV: tendido primer circuito	1 x 1766
may-2018	Nueva Línea Ciruelos – Pichirropulli 2x220 kV: tendido primer circuito	1 x 290

Tabla 4.2: Obras de ampliación y obras nuevas según Decreto N° 82 del 24 de marzo de 2012

Fecha PES	Obra	Capacidad [MVA]
oct-2018	Nueva Línea Rapel – Alto Melipilla 1x220 kV	1 x 290
oct-2018	Nueva Línea Lo Aguirre – Alto Melipilla 2x220 kV. Tendido un circuito	1 x 290
abr-2017	Nueva línea 2x220 Encuentro - Lagunas, circuitos 1 y 2	290
Ene-2019	Nueva línea Lo Aguirre – Cerro Navia 2x220 kV	2x1500

Tabla 4.3: Obras de ampliación y obras nuevas según Decreto N° 310 del 8 de agosto de 2013

Fecha PES	Obra	Capacidad [MVA]
ene-2017	Seccionamiento S/E Ciruelos	
feb-2018	Tercer Transformador Alto Jahuel 500/220 kV	1x750
ene-2018	Banco Autotransformadores, 500/220 kV, 750 MVA S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar	1x750
abr-2016	Ampliación S/E Ancoa 500 kV	
abr-2015	Ampliación S/E Pan de Azúcar 220 kV	
ene-2016	Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	
oct-2017	Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV	

Tabla 4.4: Obras de ampliación y obras nuevas según Decreto N° 201 del 2 de junio de 2014

Fecha PES	Obra	Capacidad [MVA]
feb-2017	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro, con seccionamiento en S/E Carrera Pinto	1x290
ene-2017	Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto	
dic-2016	Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV	1x260
mar-2017	Seccionamiento barras 500 kV subestación Alto Jahuel	
mar-2017	Seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa	
mar-2017	Seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa	
may-2018	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	1x290
feb-2017	Seccionamiento completo en subestación Rahue	
dic-2018	Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa - Ancoa 1 y 2 y nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa – Charrúa y nuevo autotransformador 500/220 kV, 750 MVA	
jul-2021	Línea 2x500 kV Pichirropulli - Puerto Montt, energizada en 220 kV	2x1500
mar-2018	Nueva subestación Kimal, secciona línea 2x220 kV Crucero - Encuentro	

Tabla 4.5: Obras de ampliación y obras nuevas según Decreto N° 158 del 22 de abril de 2015

Fecha PES	Obra	Capacidad [MVA]
oct-17	Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	
oct-17	Seccionamiento del circuito 1 Cardones – Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto	
mar-18	Repotenciamiento Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro 1x220 kV	400
abr-17	Ampliación S/E San Andrés 220 kV	
oct-17	Ampliación S/E Cardones 220 kV	
oct-17	Cambio de Interruptores 53J y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	
oct-17	Cambio de Interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel	

Fecha PES	Obra	Capacidad [MVA]
oct-17	Cambio de Interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	
oct-17	Cambio de Interruptores 52J23, 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	
oct-17	Nueva Subestación seccionadora Puente Negro 220 kV	
Jul-17	Ampliación S/E Temuco 220 kV	
may-18	Subestación seccionadora Nueva Diego de Almagro	
nov-19	Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro – Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV	600,1x750
may-18	Nueva Línea 2x220 kV, 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur (*)	
nov-20	Nueva Línea 2x500 kV, 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kimal, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Kimal y Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos. (*)	
dic-18	Extensión líneas 2x220 kV Crucero - Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Kimal	
dic-18	Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Kimal	
dic-18	Ampliación S/E Kimal	
ene-20	Nueva Línea 2x500 kV Los Changos –Kimal	1500
ene-20	Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Kimal	2x750
ene-20	Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Los Changos	1x750

(*) Estos proyectos corresponden a la denominada “Obra Nueva de Interconexión Troncal SIC-SING”

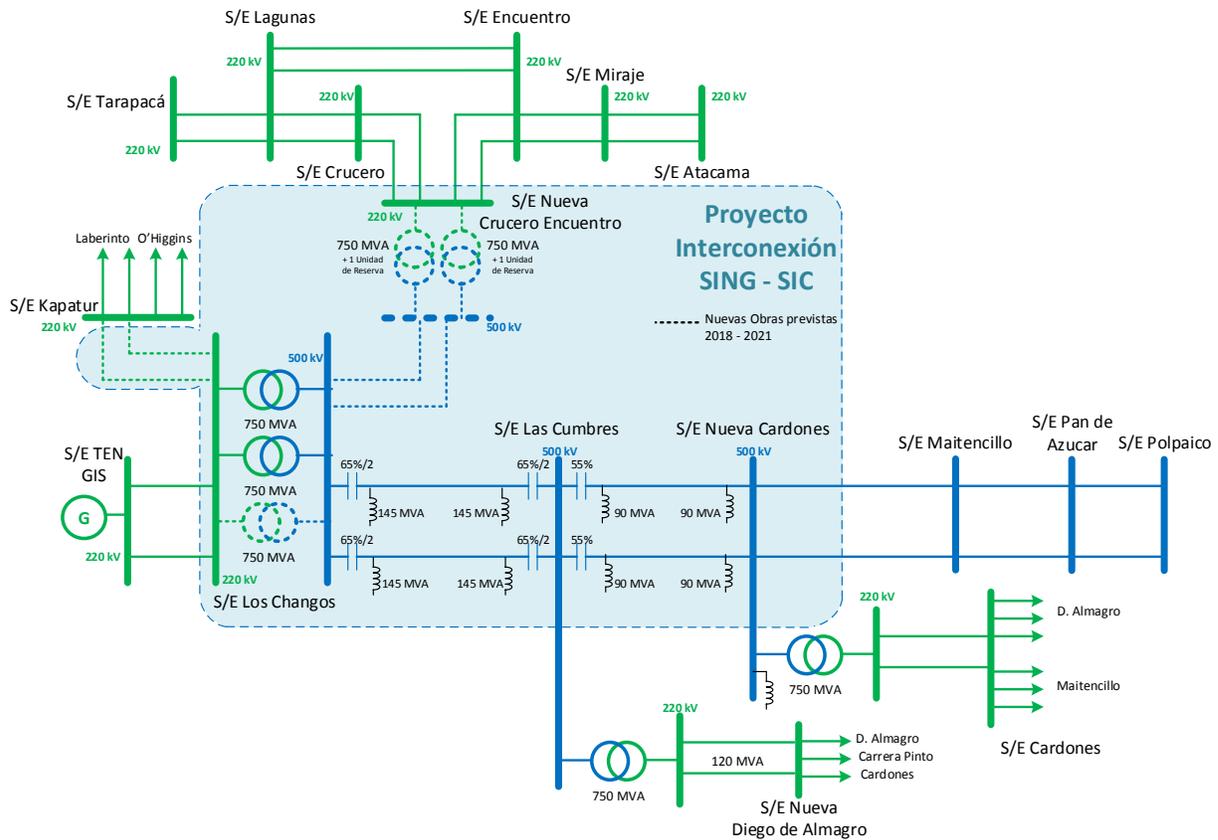
Tabla 4.6: Obras de ampliación y obras nuevas según Decreto N° 373 del 23 de mayo 2016

Fecha PES	Obra	Capacidad [MVA]
nov-18	Normalización en S/E Diego de Almagro 220 kV	
may-19	Seccionamiento Cardones – Carrera Pinto – Diego de Almagro en S/E San Andrés	
nov-18	Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220 kV	
nov-18	Ampliación S/E Punta Colorada 220 kV	
nov-18	Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	
nov-18	Normalización S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	
nov-18	Seccionamiento del segundo circuitos Las Palmas – Pan de Azúcar en S/E Don Goyo	
nov-18	Seccionamiento del primer circuito Las Palmas – Pan de Azúcar en S/E La Cebada	
jul-19	Normalización del paño J12 en S/E Polpaico 220 kV y Normalización en S/E Los Maquis 220 kV	
nov-18	Ampliación S/E Quilapilún 220 kV	
nov-18	Normalización S/E Chena 220 kV	
nov-18	Normalización paños J3 y J4 en S/E Chena 220 kV	
nov-18	Seccionamiento del segundo circuito Polpaico – Lo Aguirre 2x500 kV en lo Aguirre 500 kV	
feb-18	Normalización en S/E Alto Jahuel 220 kV	
nov-18	Normalización de Paños J3 y J10 en Alto Jahuel 220 kV	
nov-18	Ampliación y cambio de configuración en S/E Maipo 220 kV	
nov-18	Normalización en S/E Candelaria 220 kV y nueva compensación serie en S/E Puente Negro 220 kV	
nov-18	Normalización en S/E Ancoa 220 kV	
nov-18	Normalización en S/E Charrúa 220 kV	
may-19	Normalización en S/E Duqueco 220 kV	
nov-18	S/E Seccionadora Nueva Valdivia 220 kV	
nov-18	Ampliación y cambio de configuración en S/E Melipulli 220 kV	

Fecha PES	Obra	Capacidad [MVA]
sep-18	Normalización en S/E Puerto Montt 220 kV	
nov-19	Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar.	
nov-20	Nueva Línea Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA.	
may-19	S/E seccionadora Nueva Lampa 220 kV	
jun-18	Aumento de capacidad de barra en S/E Encuentro 220 kV	
jun-18	Cambios de TTCC Líneas 1x220 kV Encuentro - El Tesoro y El Tesoro – Esperanza	
dic-18	Ampliación y cambio de configuración en S/E Parinacota 220 kV	
dic-18	Incorporación de paño de línea 1x220 kV Cóndores - Parinacota en S/E Parinacota	
dic-18	Ampliación y cambio de configuración en S/E Cóndores 220 kV	
dic-18	Incorporación de paño de línea 1x220 kV Tarapacá - Cóndores en S/E Cóndores	
dic-18	Ampliación y cambio de configuración en S/E Pozo Almonte 220 kV	
dic-18	Seccionamiento del segundo circuito Lagunas - Crucero 2x220 kV en S/E María Elena	
dic-18	Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220 kV	
dic-18	Normalización conexión de paño de línea 1x220 kV Laberinto - El Cobre en S/E Laberinto 220 kV	
dic-18	Normalización conexión de paño de línea 2x220 kV Crucero - Laberinto: circuito 1 en S/E Laberinto 220 kV	
dic-18	Normalización conexión de paño de línea 2x220 kV Crucero - Laberinto: circuito 2 en S/E Laberinto 220 kV	
dic-18	Normalización en S/E El Cobre 220 kV	
2019	Nueva S/E Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	
2021	Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, tendido del primer circuito	260
2021	Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito	260
2021	Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito	260

En relación a la operación conjunta entre los sistemas SING y SIC, para efectos del presente ejercicio de expansión y por simplicidad, se considera el proyecto TEN, presentado por Engie, junto con las obras de desarrollo del sistema contenidas en el Decreto N° 158/2015 es decir, una línea de dos circuitos en 500 kV entre las SS/EE Nueva Cardones en el SIC y Kimal en el SING (S/E Nueva Cardones – S/E Cumbres – S/E Los Changos – S/E Kimal), con entrada en operación considerada para el año 2020, más la conexión en 220 kV entre las SS/EE Kapatur y Los Changos. La unión entre Los Changos y Kapatur se considera entrando en servicio el año 2018.

Figura 4.3: Interconexión SING – SIC



4.3.2 PREVISIÓN Y REPRESENTACIÓN DE LA DEMANDA

4.3.2.1 Consideraciones generales para la modelación de demanda

La previsión de demanda de energía y potencia por barra se desagregó hasta el nivel modelado en el programa de coordinación hidrotérmica, para el período comprendido entre abril de 2016 y marzo de 2036. El comportamiento de cada tipo de consumo se caracteriza a través de curvas de duración de dos, cinco o diez bloques.

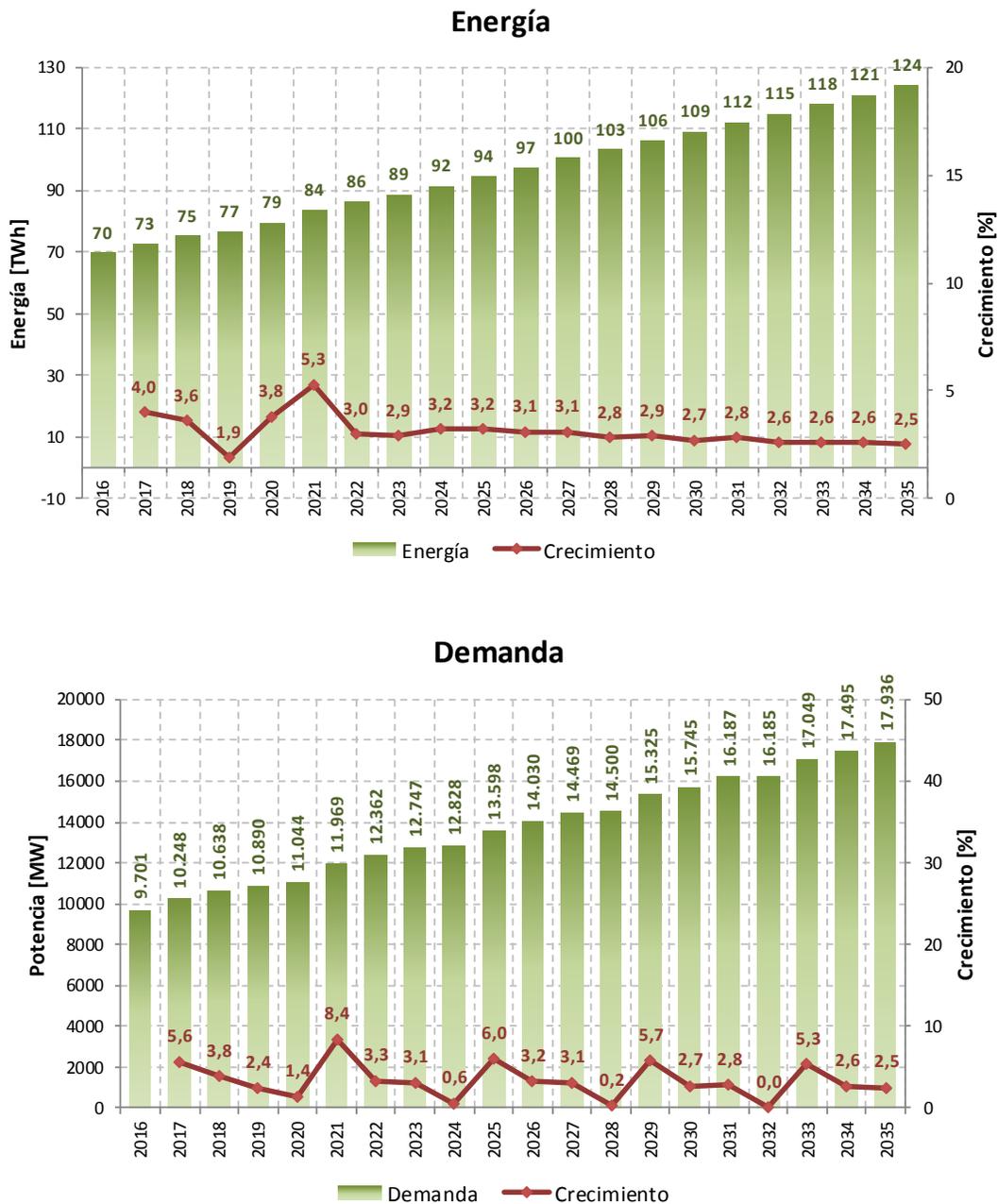
Para determinar los consumos del período 2016-2036, se ha considerado el escenario de demanda común para las Revisiones anuales del ETT octubre de 2016 CDEC-SING y CDEC SIC. La previsión de demanda para la zona desde Taltal hasta Chiloé corresponde al crecimiento asociado al percentil 75% de las proyecciones obtenidas en el Estudio de Previsión de Demanda 2015, mientras que desde Taltal al norte se utiliza información de encuestas a los clientes actuales, complementada con una tendencia de crecimiento histórica.

Además, para efectos de distribuir adecuadamente los consumos entre las distintas barras de una misma zona, se ha realizado un ajuste del consumo industrial que considera la información sobre proyectos en desarrollo efectivo y una proyección particular para cada uno de los grandes clientes. Para los efectos indicados anteriormente, se ha solicitado a los clientes libres, distribuidoras y a aquellas empresas que han hecho pública su intención de desarrollar proyectos que involucran un aumento relevante de demanda, lo informen al Coordinador a través de los medios dispuestos para tal efecto.

4.3.2.2 Demanda proyectada

A continuación, se presentan las tasas de crecimiento y las energías utilizadas para la previsión de demanda del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Figura 4.4: Proyección de Energía y Demanda del SEN.



4.3.3 OFERTA

4.3.3.1 Generadores existentes y en construcción

Para efectos de las centrales generadoras disponibles, se consideran todas las unidades de generación entregadas a la coordinación de la operación a la fecha de elaboración del estudio.

Adicionalmente, se consideran todas las centrales que se encuentran en construcción de acuerdo a lo informado en la Resolución Exenta CNE N° 600 de agosto 2016 emitida por la CNE y la mejor información disponible por el Coordinador. Las fechas de puesta en servicio consideradas para las centrales en construcción, corresponden a las indicadas en la resolución mencionada.

4.3.3.2 Plan de obras de generación

El plan de obras de generación considera como desarrollos efectivos los proyectos que se adjudicaron bloques de energía para abastecer clientes regulados en el proceso de licitación de suministro eléctrico 2015. El desarrollo de centrales futuras se obtiene mediante señales de precio e información del mercado, que consideran las diversas tecnologías y potencial de generación disponible en el sistema eléctrico nacional.

Adicionalmente, y de forma complementaria, se define un set de centrales disponibles para la expansión del parque generador, considerando diferentes fuentes de información, entre ellas los proyectos presentados al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) y al Coordinador, entre otros. Con el set de proyectos definidos, se elaboran escenarios alternativos de expansión del parque generador, de manera de obtener distintos escenarios de operación que permitan sensibilizar el desarrollo de la transmisión. Los aspectos a considerar para la definición de los proyectos que se utilizan para la expansión de la generación son los siguientes:

- ✓ Estado de calificación en el SEIA.
- ✓ Información de contratos PPA adjudicados por propietarios.
- ✓ Costo de inversión y operación del proyecto (real o estimado).
- ✓ Tecnología de desarrollo del proyecto, Carbón, GNL, Solar, Eólica, Pasada, Embalse, etc.
- ✓ Localización del proyecto.
- ✓ Disponibilidad geográfica de recursos.
- ✓ Políticas Públicas (ejemplo cuotas por tecnología y/o fuente primaria).

En función de los supuestos y las consideraciones anteriormente descritas, el plan de obras modelado para el Escenario Base se detalla a continuación.

Tabla 4.7. Centrales modeladas en el Escenario Base

Central	Potencia [MW]	Barra	Escenario Base
SOLAR_ROMERO	100	Pelicano220	abr-17
LOS_LOROS	50	LosLoros110	ene-17
SANTIAGO_SOLAR	94	Polpaico220	may-17
ANCOA	27	Itahue154	jul-17
CONSITUCION	55	Polpaico220	ene-18
EOL_SAN_PEDRO_II	65	Chiloe220	ene-18
RIO_CLARO	24	AJahuel220	ene-18
SANTA_SOFIA	70	Polpaico220	ene-18
AURORA	130	NvaPMontt220	nov-18

Central	Potencia [MW]	Barra	Escenario Base
SARCO	168	Maitencil220	dic-18
CICLO_COMB_VR_1	360	Quillota220	ene-21
MINI_HIDRO_VALD_1	20	Valdivia220	ene-22
PUNILLA_ANCOA	94	Ancoa220	ene-22
MINI_HIDRO_VALD_2	20	Valdivia220	ene-23
MINI_HIDRO_VALD_3	20	Valdivia220	ene-23
EOL_PTA_SIERRA	77	PtaSierra220	ene-23
ESTANCIA	88	PColorada220	ene-23
CAMARICO	39	LPalmas220	ene-23
BIOMASA_CHARRUA	40	Charrua220A	ene-24
BIOMASA_ITAHUE_1	10	Itahue154	ene-24
MINI_HIDRO_ANCOA_1	30	Ancoa220	ene-24
MINI_HIDRO_VALD_4	20	Valdivia220	ene-24
SOLAR_CARDONES_2	200	Cardones500	ene-24
BIOMASA_ITAHUE_2	20	Itahue154	ene-25
MINI_HIDRO_CHARRUA_1	20	Charrua220A	ene-25
SOLAR_CARDONES_4	200	Cardones500	ene-25
GEO_ANCOA	40	Ancoa220	ene-26
MINI_HIDRO_CHARRUA_2	20	Charrua220A	ene-26
SOLAR_CPINTO_2	200	CPinto220	ene-27
MINI_HIDRO_ANCOA_2	20	Ancoa220	ene-27
SOLAR_CARDONES_5	200	Cardones220	ene-27
SOLAR_CARDONES_6	200	Cardones500	ene-27
MINI_HIDRO_CAUTIN_1	20	Cautin220	ene-28
SOLAR_CPINTO_3	200	CPinto220	ene-28
MINI_HIDRO_RAHUE	20	Rahue220	ene-29
SOLAR_DALMAGRO_2	200	NvaDAlmagro220	ene-29
SOLAR_CPINTO_4	200	CPinto220	ene-29
SOLAR_CPINTO_5	200	CPinto220	ene-29
MINI_HIDRO_CAUTIN_2	20	Cautin220	ene-30
SOLAR_DALMAGRO_4	100	Cumbre220	ene-31
SOLAR_DALMAGRO_3	100	NvaDAlmagro220	ene-31
SOLAR_LAGUNAS_2	200	Lagunas220	ene-31
HIDRO_PTO_MONTT	204	NvaPMontt220	ene-32
HIDRO_RAHUE_1	52	Rahue220	ene-32
MINI_HIDRO_ANCOA_3	20	Ancoa220	ene-32
HIDRO_ANCOA	105	Itahue154	ene-33
MINI_HIDRO_CHARRUA_3	20	Charrua220A	ene-33
SOLAR_CARDONES_7	200	Cardones500	ene-32
CICLO_COMB_VR_2	360	Quillota220	ene-34
GEO_CAUTIN	40	Cautin220	ene-34
HIDRO_RAHUE_2	47	Rahue220	ene-34
MINI_HIDRO_CAUTIN_3	20	Cautin220	ene-34
SAN_PEDRO	150	Ciruelos220	ene-34
SOLAR_DALMAGRO_5	200	Cumbre220	ene-32
CICLO_COMB_IIIR	360	Maitencil220	ene-35
MINI_HIDRO_CHARRUA_4	20	Charrua220A	ene-35
SOLAR_CRUCERO_2	120	Crucero220	ene-28
SOLAR_CRUCERO_3	200	Crucero220	ene-32
SOLAR_CRUCERO_4	200	Crucero220	ene-35

Central	Potencia [MW]	Barra	Escenario Base
SOLAR_LABERINTO_1	200	Laberinto220	ene-35

Tabla 4.8. Centrales adjudicadas con licitaciones de suministro modeladas en el Escenario Base

Central	Potencia [MW]	Barra	Escenario Base
USYA	25	Calama110	oct-17
MALLECO	270	Malleco220	ene-18
CABO_LEONES_II	204	Maitencil220	ene-19
EOL_PUELICHE_SUR	132	Rahue220	ene-19
EOL_SAN_MANUEL	27	Charrua154	ene-19
CERRO_TIGRE	142.2	Ohiggins220	oct-19
VALLELAND_SOLAR	67	Cardones220	ene-20
SOL_DE_VALLENAR	250	Cardones220	ene-20
EOL_LOS_GUINDOS	376	Mulchen220	ene-20
TCHAMMA	195	Encuentro220	abr-20
CKANI	108	ElAbra220	ene-21
GRANJA_SOLAR	100	Lagunas220	ene-21
EOL_NEGRETE	40	Charrua154	ene-21
MALGARIDA_II	168	NvaDAlmagro220	ene-21
CABO_LEONES_III	124	Maitencil220	ene-21
INCA_DE_VARAS	120	CPinto220	ene-21
CAMAN	150	Ciruelos220	ene-21
EOL_ESPERANZA	202	NvaPMontt220	ene-21
EOL_COIHUE	216	Duqueco220	ene-21
EOL_DUQUECO	50	Duqueco220	ene-21
EOL_SANTA_FE	204	Charrua220	ene-21

Restricción de inercia mínima en el SING

Para efectos de simulación de la operación del sistema eléctrico nacional, se considera una restricción de inercia mínima en el SING. Esto último, debido a que, por regulación de tensión en la zona norte, debe existir una generación térmica mínima, así como también un número mínimo de unidades térmicas en funcionamiento. En términos prácticos, las restricciones son:

$$\sum_n G_{\text{térmica SING}} \geq 1000 \text{ [MW]}$$

$$n_{\text{unidades térmicas en funcionamiento SING}} \geq 7$$

4.3.3.3 Precio y disponibilidad de combustibles

Actualmente, tanto para la disponibilidad y como para los precios de los combustibles utilizados para la simulación de la operación en el largo plazo, se utiliza lo informado por la CNE en su Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo vigente a la fecha de elaboración del estudio. No obstante, en aquellos casos en que hay diferencias sustanciales entre lo informado por la CNE y la información disponible de la programación de corto plazo, se utiliza para el corto plazo la información disponible por el Coordinador para luego realizar un empalme entre el corto plazo y lo proyectado para el largo plazo.

4.3.3.4 Representación de centrales Eólica y Fotovoltaicas

Los parques eólicos y las centrales solares fotovoltaicas, se modelan mediante un perfil horario de generación según la época del año.

- a. Para incorporar las centrales solares se considera la potencia horaria unitaria del perfil de generación anual de una central solar tipo, el cual se escoge a partir de los datos de radiación de zonas específicas, este perfil se relaciona a cada bloque de demanda de acuerdo a las horas correspondientes del año que lo conforman.
- b. Para efectos de la modelación eólica, para cada mes y para cada uno de sus bloques, se selecciona el conjunto de generaciones horarias correspondiente con las horas del año de dicho bloque, los datos de generación del perfil se extraen de una central eólica modelo o bien de un *cluster* de datos. Adicionalmente, para dar cuenta de la variabilidad eólica en cada uno de los bloques de demanda, se definen escenarios de ventosidad “ventoso”, “medio” y “calmo”.

4.3.3.5 Mantenimiento de unidades generadoras

El programa de mantenimiento mayor de unidades generadoras utilizado considera para los primeros años de evaluación, la información utilizada por el Coordinador en la programación de corto plazo. Dicho programa de mantenimiento mayor utiliza como base la información entregada por las empresas propietarias de instalaciones de generación.

Para el largo plazo, el programa de mantenimiento considera la información disponible en el Informe Técnico de Precio de Nudo abril 2016.

Para el caso de nuevas unidades en que no se disponga información de su programa de mantenimiento futuro, se utilizó información de unidades existentes con características similares.

4.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN

Debido a que el desarrollo de inversiones en generación futura y el aumento de demanda son los grandes impulsores de los requerimientos de transmisión, los supuestos realizados en estas materias determinan la expansión de la transmisión a recomendar. Por lo anterior, y debido a la gran incertidumbre que supone prever el comportamiento del mercado y las futuras posibles inversiones en generación se han elaborado tres escenarios (además del Base) para determinar distintas condiciones de operación del Sistema durante el periodo 2017 – 2036.

- Escenario Base
- Escenario Pozo Almonte
- Escenario Taltal.
- Escenario VIII Región.

4.3.4.1 Escenario Base

El Escenario Base se obtuvo con un modelo de despacho, lo anterior considerada que la incorporación de centrales es el resultado de decisiones privadas y no necesariamente de una optimización sistémica. Para esto se modela el sistema de transmisión completo y se consideran las restricciones de transmisión liberadas en el largo plazo. Mediante un proceso iterativo se extraen los costos marginales del sistema y se evalúa económicamente la conveniencia de incorporar una a una las centrales desde el punto de vista del inversionista privado. Los proyectos de generación a evaluar se extraen de un conjunto de centrales candidatas en base a los recursos

disponibles e información relevante de la industria de desarrollo de proyectos de generación. La incorporación de una central en particular afecta los costos marginales del sistema y por ende el proceso resulta iterativo. Para efectos de la elaboración del escenario se consideraron como desarrollos efectivos los proyectos de generación que se adjudicaron bloques de energía para el suministro eléctrico en el proceso de licitación para clientes regulados del año 2015.

Figura 4.5: Potencia adicional Instalada 2017 -2036, Escenario Base

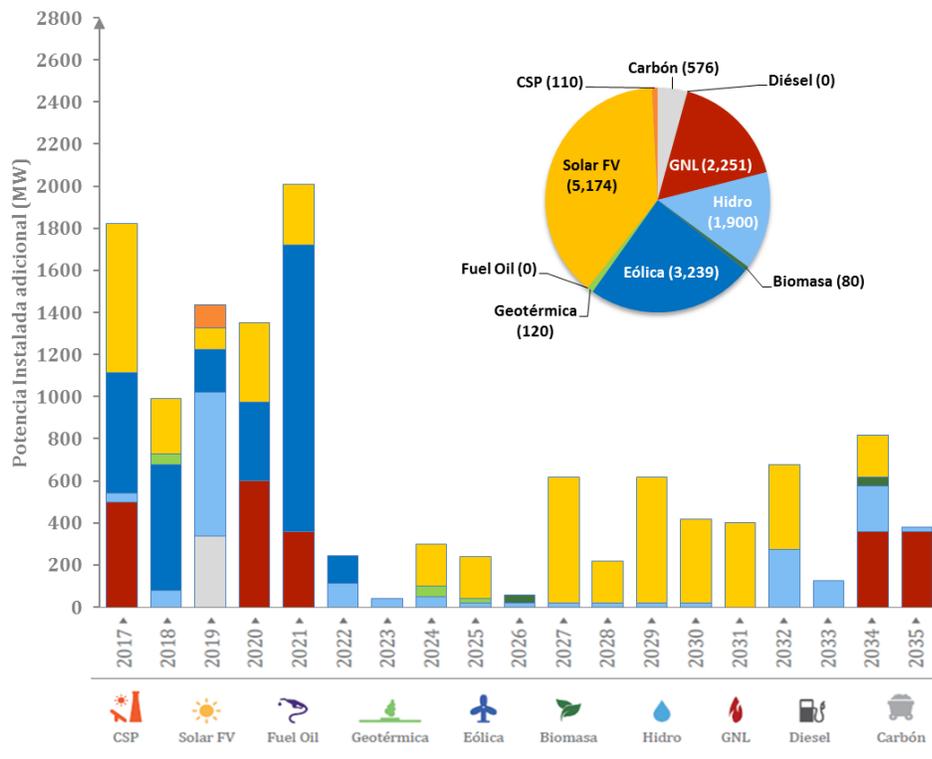
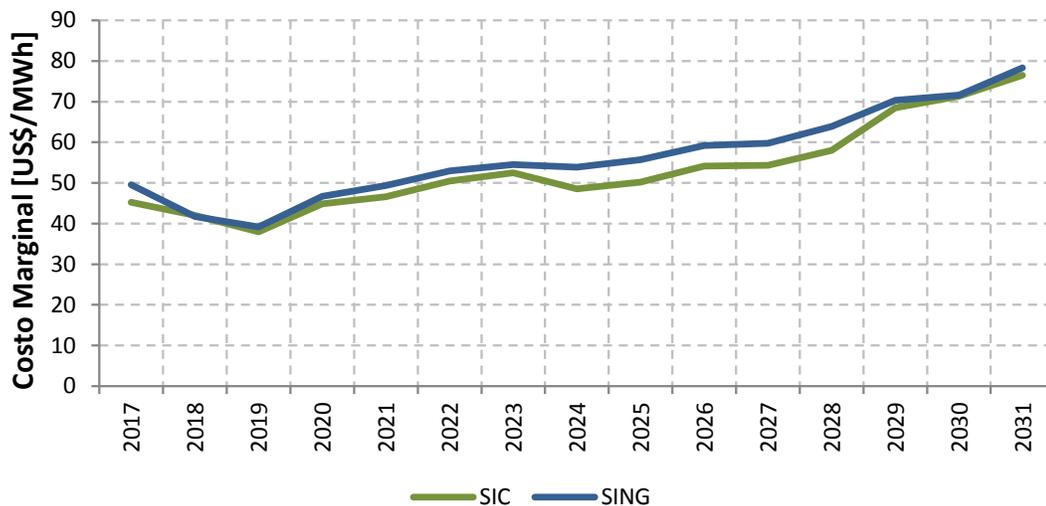


Figura 4.6 Costos Marginales Esperados – Escenario Base



4.3.4.2 Escenario Pozo Almonte

El Escenario Pozo Almonte se obtiene a partir de un ejercicio de optimización de inversiones mediante el software Plexos, en base a la minimización de los costos totales de operación, inversión y falla del sistema, utilizando como input los costos de inversión de distintas tecnologías, las zonas con potencial para el desarrollo de las ERNC, la Política Pública para el incentivo de las ERNC (Ley 20/25) y las proyecciones de precios y disponibilidades de combustibles utilizadas por la CNE en el ITD de abril de 2016. Este escenario considera, además, una restricción adicional de no-instalación de centrales en base a carbón. Adicionalmente, se considera que el costo de inversión por MW instalado para centrales fotovoltaicas en la zona de Pozo Almonte es un 11% inferior en comparación al resto de las zonas, lo anterior en línea con el beneficio tributario existente en la región de Tarapacá que busca incentivar el desarrollo de mayores inversiones en la industria.

Figura 4.7: Potencia adicional Instalada 2017 -2036, Escenario Pozo Almonte

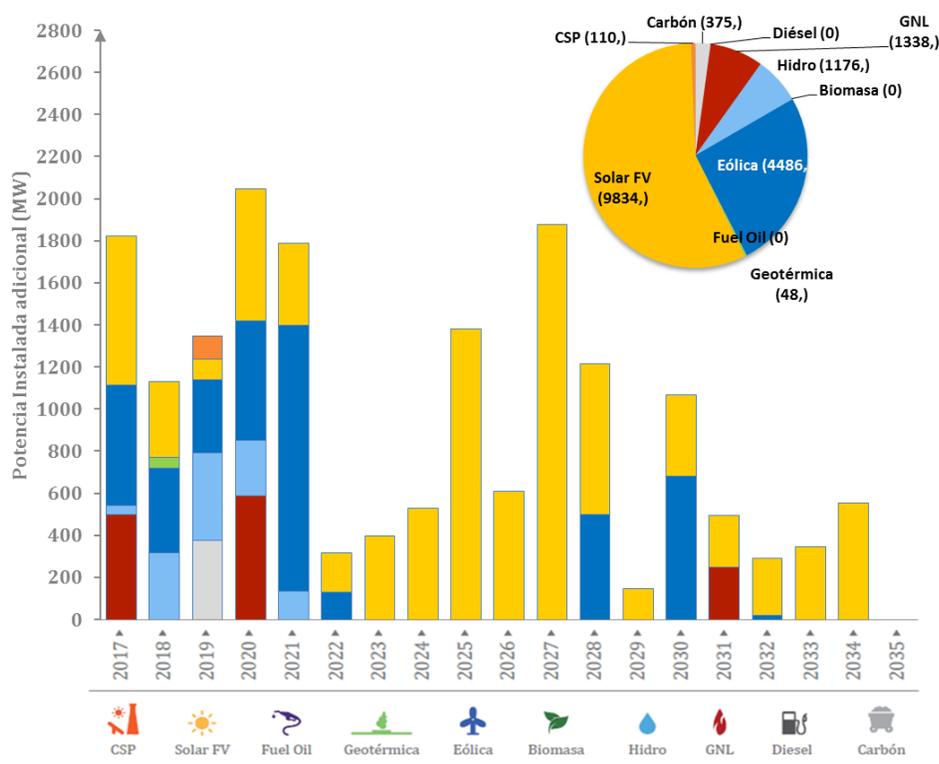
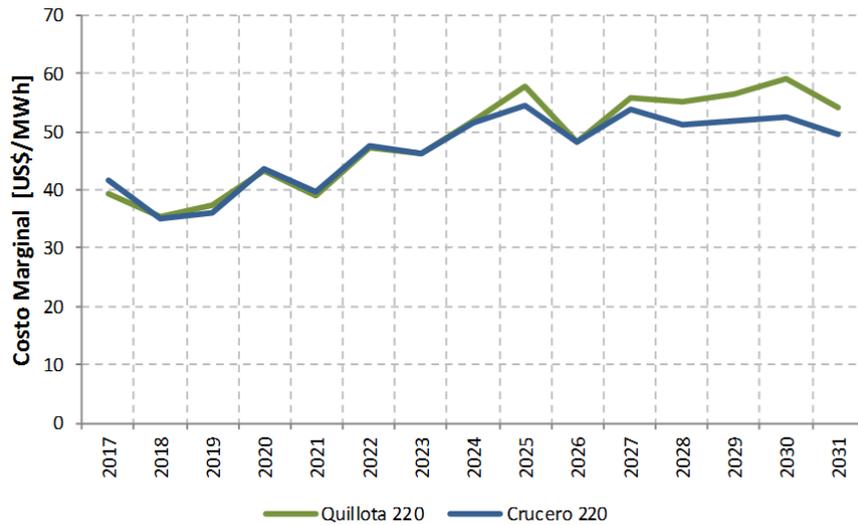


Figura 4.8: Costos Marginales Esperados – Escenario Pozo Almonte



4.3.4.3 Escenario Taltal

El Escenario Taltal se construye a partir del Escenario Pozo Almonte, considerando como supuesto que el desarrollo de generación futura en las regiones de Tarapacá y Antofagasta se concentra en la zona de Taltal. En este escenario se instalan 1100 MW de generación eólica en Taltal. Lo anterior busca representar un escenario futuro, que considera el actual proceso de licitación de terrenos para la instalación de proyectos de generación eólica que lidera y administra el Ministerio de Bienes Nacionales.

Figura 4.9: Potencia adicional Instalada 2016 -2036, Escenario Taltal

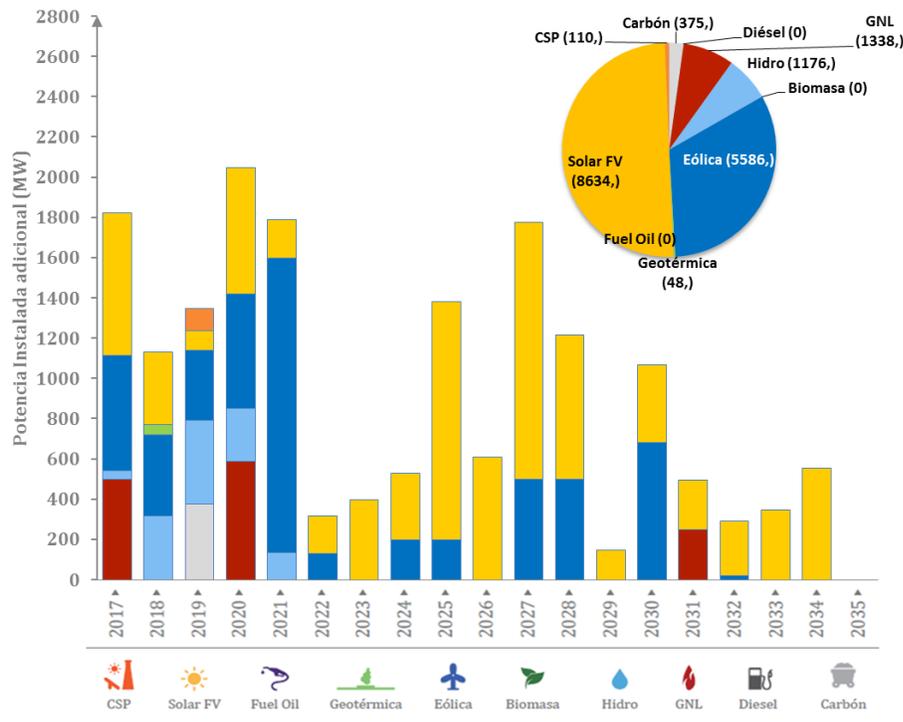
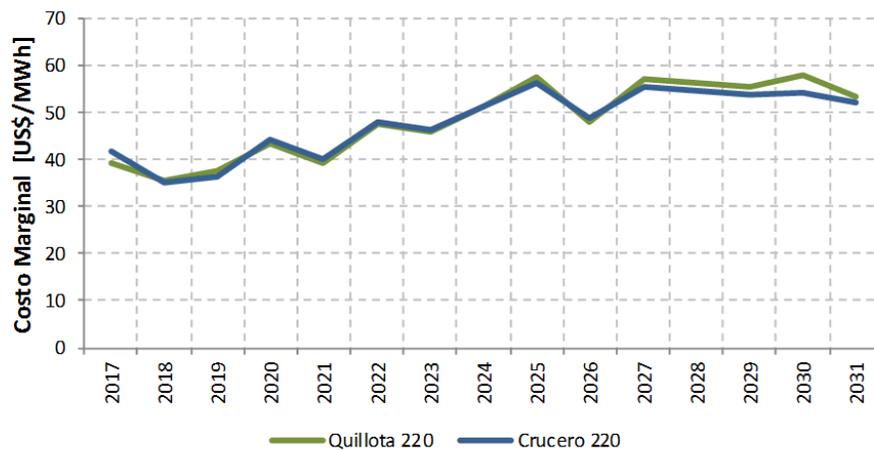


Figura 4.10 Costos Marginales Esperados – Escenario Taltal



4.3.4.4 Escenario VIII Región

El escenario considera un desarrollo adicional de generación eólica en la zona de la octava Región. Lo anterior da cuenta de la gran cantidad de proyectos que podrían llegar a desarrollarse en el mediano plazo de acuerdo con los estudios que se han presentado al Servicio de Evaluación Ambiental y al Coordinador. Esto resulta consistente con los resultados del informe “Energías Renovables en Chile, el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé”, desarrollado por el Ministerio de Energía, el cual indica que la región cuenta con un potencial de generación de aproximadamente 8000 MW.

Para la elaboración del escenario se suponen como desarrollos efectivos aquellos proyectos que se encuentran en el catastro público de proyectos de Generación y Consumo del Coordinador y que cuentan con una RCA Aprobada. Los proyectos incorporados en este Escenario suman un total de 740 MW, los cuales desplazan generación fotovoltaica en la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional.

Figura 4.11: Potencia adicional Instalada 2016 -2036, Escenario VIII Región

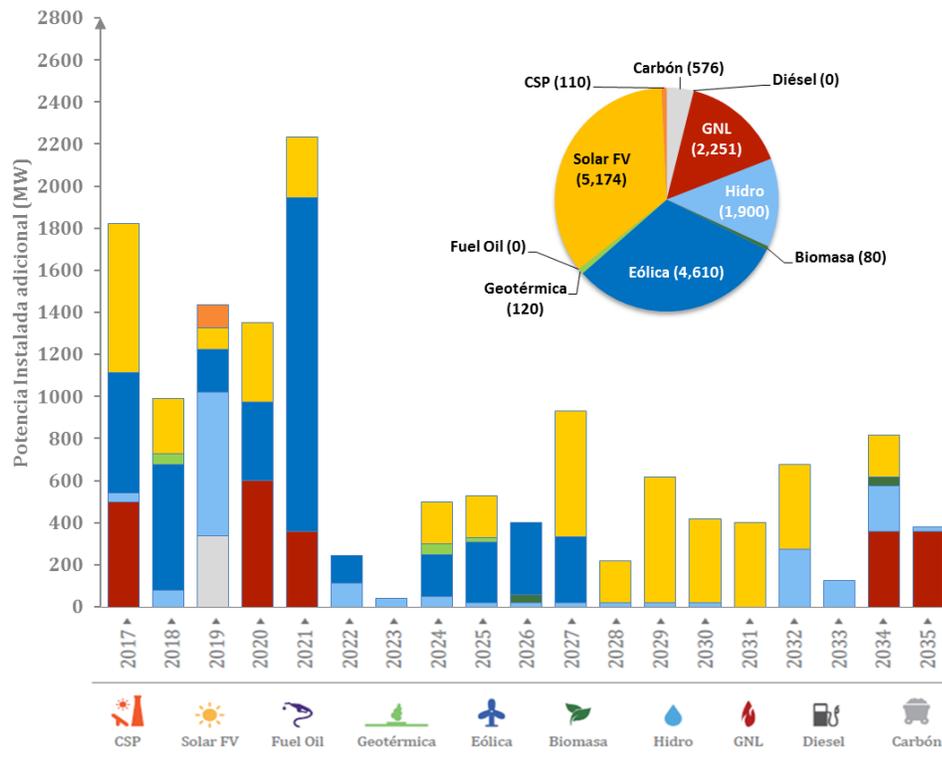
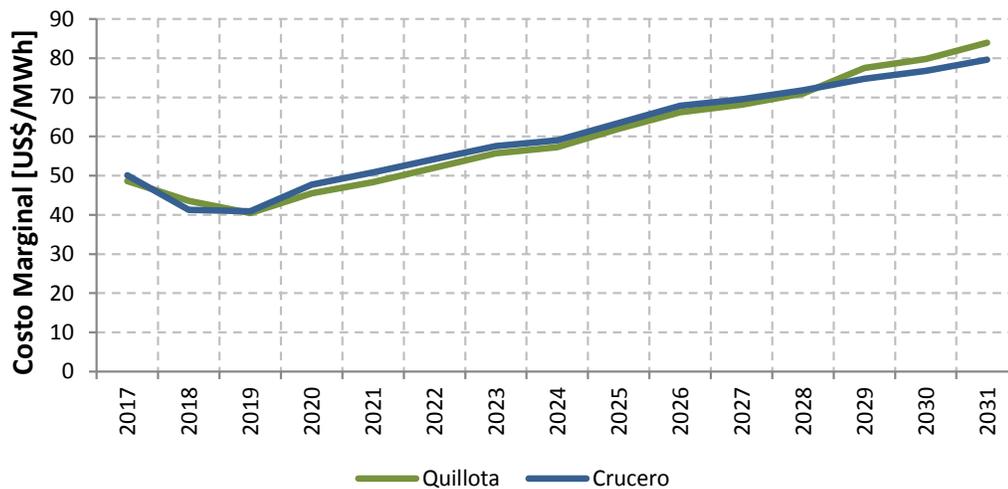


Figura 4.12 Costos Marginales Esperados – Escenario VIII región



4.3.4.5 Generación anual según tecnología

A continuación, se presenta la generación y los porcentajes de participación ERNC para los escenarios estudiados.

Figura 4.13 Generación según tecnología Escenario Base

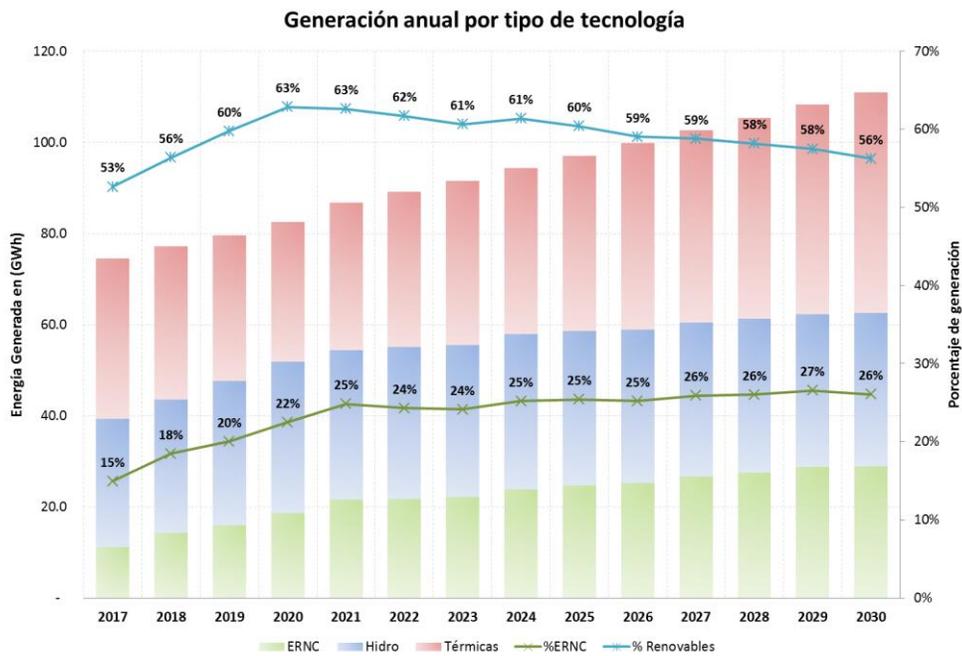


Figura 4.14: Generación según tecnología Escenario Pozo Almonte.

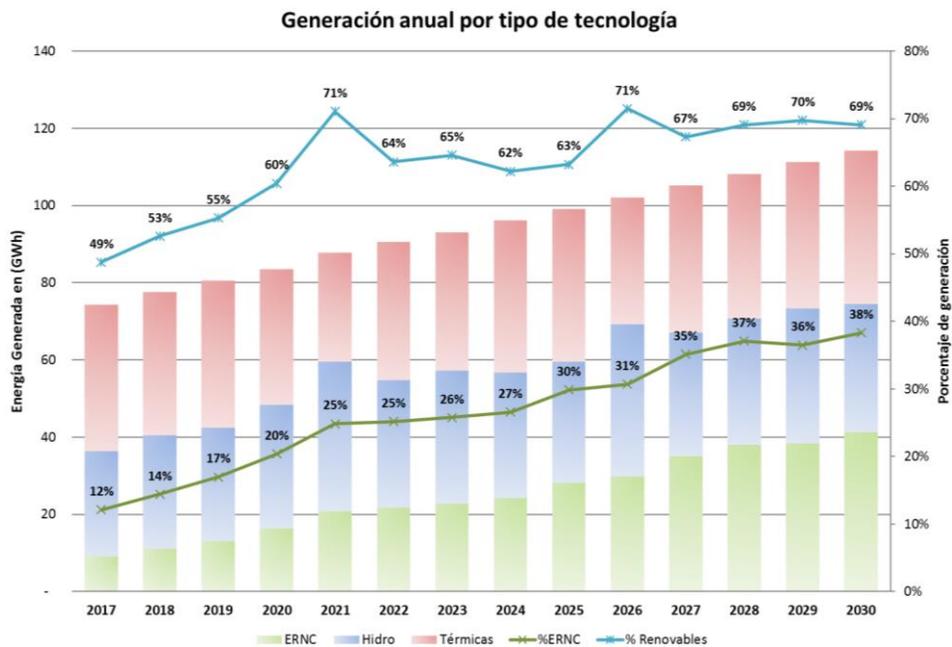


Figura 4.15: Generación según tecnología Escenario Taltal.

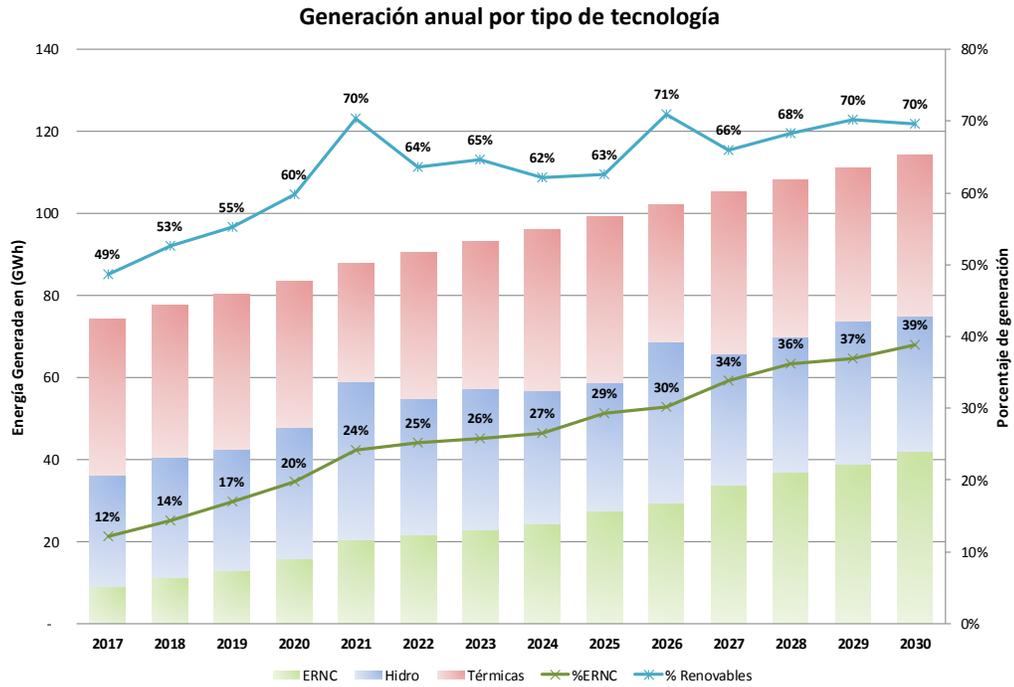
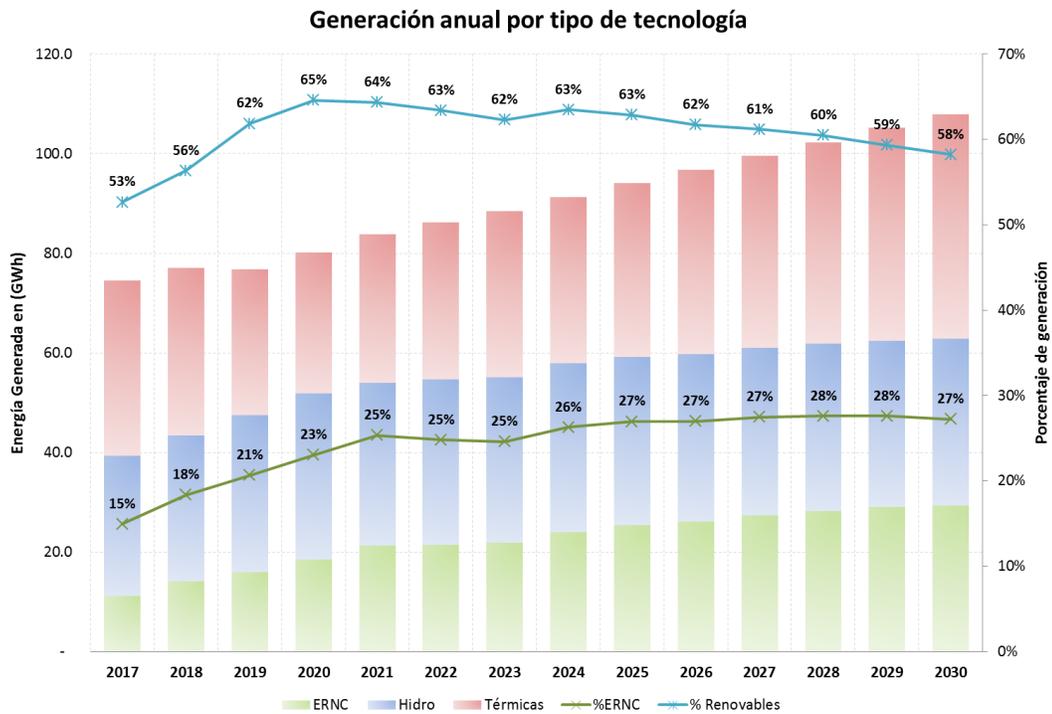


Figura 4.16 Generación según tecnología Escenario VIII Región



5. METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS

A continuación, se describen las diversas metodologías empleadas para las recomendaciones de expansión del Sistema de Transmisión.

5.1 METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE ANÁLISIS SISTÉMICOS

Para complementar la evaluación de largo plazo del sistema, se realizan análisis utilizando el software DigSilent Power Factory. Dentro de los análisis realizados con esta herramienta, se encuentran Estudios de Flujos de Potencia Estáticos, Análisis de Estabilidad de Tensión y de Restricciones de Transmisión o Suficiencia. El objetivo de estos análisis es revisar la respuesta estática del sistema ante la incorporación de instalaciones y determinar si su operación cumple con los estándares definidos en la NTSyCS. De levantarse alguna restricción en el sistema, ya sea de transmisión o incumplimientos en los niveles de tensión en barras, se evalúan distintas opciones de mitigación, como puede ser la incorporación de nuevos equipos de compensación reactiva, o la propuesta de obras de ampliación o nuevas.

La evaluación de las restricciones en el sistema de transmisión contempla las limitaciones por capacidad térmica de las líneas, transformadores u otros elementos serie del sistema de transmisión, además de las eventuales limitaciones por estabilidad y regulación de tensión de acuerdo a las exigencias contenidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente.

A partir de las simulaciones realizadas con el modelo de coordinación hidrotérmica se determinan los tramos del sistema eléctrico que podrían ver superadas sus capacidades de transferencia en el futuro, requiriendo estudiar su expansión. Para los tramos en que se previera limitación por estabilidad de tensión, se procede a verificar su estabilidad antes y después de ser ampliados, y así determinar las máximas transferencias posibles a través de ellos, obteniéndose las limitaciones para los casos con y sin proyecto de expansión.

En términos generales, para cada uno de los tramos de transmisión se seleccionan escenarios de despacho y demanda que impliquen condiciones de operación exigentes para el tramo y/o su entorno, para lo cual se identifican aquellos escenarios que cumplan con los siguientes requisitos:

- ✓ Altas transferencias en el tramo en estudio
- ✓ Configuraciones de demanda y generación que representen condiciones de operación desfavorables desde el punto de vista de la estabilidad o regulación de tensiones de la zona en estudio.

Los escenarios seleccionados se simulan en el programa Power Factory de DigSILENT, procediéndose en primer lugar a adaptar la condición de operación para obtener un punto de operación que cumpla con las exigencias de regulación de tensión contenidos en la NTSyCS, además de corregir el despacho de las centrales que se encuentren en operación bajo su potencia de mínimo técnico.

A partir del escenario adaptado se modifica el despacho de generación con la finalidad de aumentar las transferencias de potencia (en caso de ser posible) por el tramo en estudio hasta alcanzar un cierto valor previamente estimado, que idealmente coincide con el límite térmico N-1 estricto del tramo o un valor superior en caso de un tramo enmallado.

A continuación, para comprobar que la transferencia determinada cumpla con el criterio de seguridad N-1 y las demás exigencias contenidas en la NTSyCS, se simulan contingencias de severidad 4, 8 y 9 en el tramo (sin actuación de EDAG, EDAC ni ERAG que no sean supervisados por frecuencia o tensión), las que son seleccionadas de acuerdo a la gravedad que generan sobre la zona en estudio. Adicionalmente, se simula la contingencia de la unidad de generación de mayor impacto en la estabilidad o regulación de tensión de cada zona en estudio.

De esta forma, mediante un proceso iterativo se determina la transferencia máxima que cumpla con el criterio de estabilidad de tensiones y con las exigencias de regulación de tensión contenidos en la Norma para estado normal (pre contingencia) o de alerta (post contingencia), según corresponda.

5.2 Metodología de análisis de requerimientos de aumento de capacidad o normativos en subestaciones de Sistemas Zonales

5.2.1 OBJETIVOS DE LA METODOLOGÍA

El objetivo es identificar, analizar y proponer la regularización de un conjunto de instalaciones de Transmisión Zonal.

Para lograr lo anterior, la metodología contempla el siguiente conjunto de objetivos específicos.

- Realizar un levantamiento preliminar del cumplimiento de los estándares normativos por parte de las SS/EE de Transmisión Zonal y a partir de éste, seleccionar para el desarrollo de un estudio detallado un grupo de subestaciones.
- Realizar un estudio de cumplimiento de las severidades 8 y 9 de las subestaciones.
- A partir de los resultados del estudio, identificar los problemas en las SS/EE seleccionadas, realizar propuestas de mejora.
- Elaborar solución de ingeniería que resuelva los problemas identificados en la etapa anterior.

5.2.2 ASPECTOS NORMATIVOS INVOLUCRADOS EN EL DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

La metodología utilizada para cumplir con los requerimientos de regularización de SS/EE Zonales, se basa en la verificación del cumplimiento normativo de las SS/EE. Esto es, se analiza el cumplimiento de severidad 8, severidad 9 y requisitos del mantenimiento establecidos en la NTSyCS.

A continuación, se describen los contenidos de la NTSyCS, asociados con la metodología de análisis de las subestaciones zonales:

- **Artículo 3-24-II (NTSyCS): Configuración de barras de subestaciones.**

Las subestaciones del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán tener una configuración de barras con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas, transformadores u otros equipos, de manera que dichas instalaciones queden en operación durante el mantenimiento del interruptor asociado a ellas. Lo anterior no es exigible a alimentadores no enmallados o de uso exclusivo de Clientes Libres.

La configuración específica de las nuevas subestaciones, tales como esquemas en anillo, barra principal y transferencia, interruptor y medio u otro, así como el número de secciones de barra, deberá ser tal que la falla de

severidad 9 en ellas pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales de Control de Contingencias.

En el caso de ampliación de subestaciones existentes se deberá verificar que la falla de severidad 9 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias, para lo cual deberán implementarse las correspondientes medidas contra contingencias extremas previo a la autorización de la conexión.

Para ello el Coordinado que explote la subestación que se incorpora al SI o que es ampliada o modificada, deberá realizar un estudio basado en los criterios establecidos en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI”, el que debe ser sometido a la aprobación de la DO.

- **Artículo 3-24-III (NTSyCS): Configuración de transformadores (Instalaciones con tensión mayor a 200 kV)**

Para subestaciones existentes se deberá verificar que la falla de severidad 8 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias, para lo cual deberán implementarse las correspondientes medidas contra contingencias extremas.

Para subestaciones que se incorporan al SI o aquellas que sean ampliadas o modificadas, el Coordinado respectivo deberá realizar un estudio basado en los criterios establecidos en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI”, el que debe ser sometido a la aprobación de la DO.

Para subestaciones eléctricas pertenecientes al ST, los Coordinados que exploten transformadores de poder deberán disponer de transformadores de reserva, propios o de terceros, energizados o desenergizados, tal que en caso de falla permanente de uno de los transformadores de la subestación que implique restricciones al suministro a Clientes Regulados, se pueda normalizar la operación de la subestación antes de 96 horas contadas desde el inicio de la falla.

Tampoco exime al Coordinado de la exigencia de respetar los índices de Indisponibilidad Programada y Forzada de transformadores establecida en el Artículo 5-60.

En el caso de subestaciones de transformación de tensión primaria mayor a 200 [kV] y tensión secundaria superior a 60 [kV] que enmallan sistemas, deberán contar con un número de transformadores tal que la falla de severidad 8 en uno de ellos pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales de Control de Contingencias.

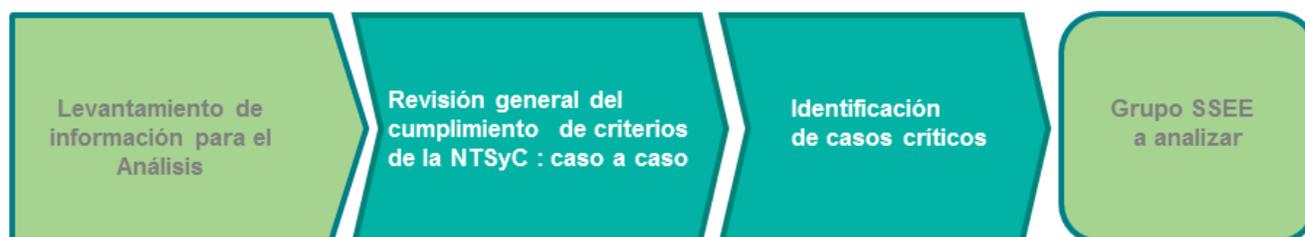
La NTSyCS establece un diseño considerando la no propagación de falla de Severidad 8, conforme a lo estipulado en el quinto inciso del artículo 3-24-III.

De esta forma, tiene sentido evitar la desconexión del transformador producto de las fallas en las instalaciones que lo conectan directamente al resto del sistema de transmisión, razón por la cual se considera necesario y coherente analizar las fallas, tanto en las barras del primario como del secundario de dicho transformador.

5.2.3 ETAPAS DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES EN SISTEMAS ZONALES

Para lograr los objetivos del presente estudio se plantea una metodología que se inicia con un examen general de cumplimiento de las subestaciones de Transmisión Zonal. El objetivo de esta etapa, es la selección del conjunto de subestaciones a estudiar. Se considera el siguiente conjunto de sub-etapas.

Figura 5.1: Primera etapa de la metodología. Identificar el conjunto de subestaciones a analizar.



En particular, en la etapa Verificación del Cumplimiento de Criterios NTSyCS, se somete a las subestaciones de Transmisión Zonal a un examen de cumplimiento compuesto por los siguientes conceptos:

- Mantenimiento de interruptores
- Secciones de barra
- Configuración transformadores
- Conexiones en STT
- Planificación STT
- Excepciones conexión al troncal
- Conclusiones preliminares

A partir de los resultados de la primera fase del estudio, se selecciona un grupo de 8 subestaciones, a las cuales se somete a una fase de estudio de requerimientos normativos detallado y desarrollo de la ingeniería del proyecto:

Figura 5.2: Análisis de cumplimiento normativo y desarrollo de ingeniería del proyecto.



El resultado final es una propuesta de regularización de instalaciones, que consiste en la entrega de una ingeniería que permite resolver los incumplimientos, a través de la propuesta técnico-económica más eficiente.

5.3 METODOLOGÍA PARA ANÁLISIS DE RESILIENCIA EN LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Dado que Chile se caracteriza por ser un país expuesto a una gran cantidad de desastres naturales, tales como: terremotos, tsunamis, erupciones volcánicas, etc., es relevante planificar los servicios básicos de la ciudadanía con foco en el concepto de resiliencia, lo que en el caso particular de la electricidad se traduce en que las obras del sistema eléctrico sean capaces de resistir los efectos adversos de ciertos fenómenos climáticos y/o de los desastres naturales, con tal de poder disminuir los efectos nocivos que puede traer consigo la ocurrencia de un evento de tal magnitud. Así, la planificación del sistema de transmisión debe realizarse de manera que disminuya al mínimo el riesgo de desabastecimiento eléctrico tras los efectos que resulten de la eventual ocurrencia de algún evento con características de desastre.

Este concepto de resiliencia ha ido tomando cada vez más fuerza e importancia, a tal punto que la recientemente promulgada Ley N° 20.936/2016, insta a planificar el sistema de transmisión considerando la ocurrencia de desastres naturales, tal como lo indica el Art. 87 del cuerpo legal en comento (extracto):

"Por tanto, la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando:

- a) *La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, **desastres naturales** o condiciones hidrológicas extremas; ..."*

Los conceptos aquí tratados, y las especificaciones de la metodología de resiliencia, pueden ser consultados con un mayor nivel de especificidad en el ANEXO 4: METODOLOGÍA DE RESILIENCIA del presente informe.

5.3.1 TIPOS DE EVENTOS

Para efectos del presente análisis, se definen dos tipos de evento a los cuales puede someterse un sistema eléctrico tras la ocurrencia de un desastre natural:

a) Evento de prevención:

Son aquellos eventos catalogados como preventivos, cuyo objetivo es resguardar la seguridad de las personas frente a condiciones de incertidumbre en que existe una alta probabilidad –según lo definido por las autoridades gubernamentales– de que se materialice algún desastre natural adverso, sin que este llegue finalmente a concretarse. La normalización tarda del orden de un día desde el momento de la evacuación, y algunos ejemplos de este tipo de evento son las alertas de evacuación por: tsunami, terremoto, incendio, inundación, marejadas, etc.

b) Evento de reacción:

Corresponden a eventos altamente nocivos para el país por el daño estructural resultante tras su ocurrencia, son caracterizados además por ser de lenta recuperación. La normalización puede llegar a tardar años, y algunos ejemplos de este tipo de evento son los: terremotos, tsunamis, incendios de proporciones, erupciones volcánicas, entre otros.

5.3.2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA A ANALIZAR

En esta oportunidad, el análisis se centra en la metodología que permita estudiar la respuesta del sistema eléctrico tras la salida de servicio de grupos de centrales generadoras ubicadas en zonas que se encuentren próximas al mar. En próximos ejercicios de planificación serán analizados los conceptos de resiliencia frente a pérdida de líneas de transmisión y subestaciones relevantes del sistema de transmisión.

Las centrales que, por su ubicación próxima al mar y a baja altura, debiesen ser analizadas bajo el concepto de resiliencia son:

Tabla 5.1: Centrales generadoras en zonas a analizar bajo criterios de resiliencia

Zona	Región	Centrales	Unidades	Capacidad bruta [MW]		
				Carbón	Gas Natural	Diésel
Tocopilla	II	Tocopilla	TG1, TG2, TG3, U12, U13, U14, U15, U16	714	397	41
		Norgener	NTO1, NTO2			
Mejillones	II	Chacaya	CTA, CTH, CTM1, CTM2, CTM3	688	1,036	0
		Atacama	CC1, CC2			
Huasco	III	Guacolda	U1, U2, U3, U4, U5	758	0	0
Coronel	VIII	Bocamina	-	850	0	0
		Bocamina II	-			
		Santa María	-			

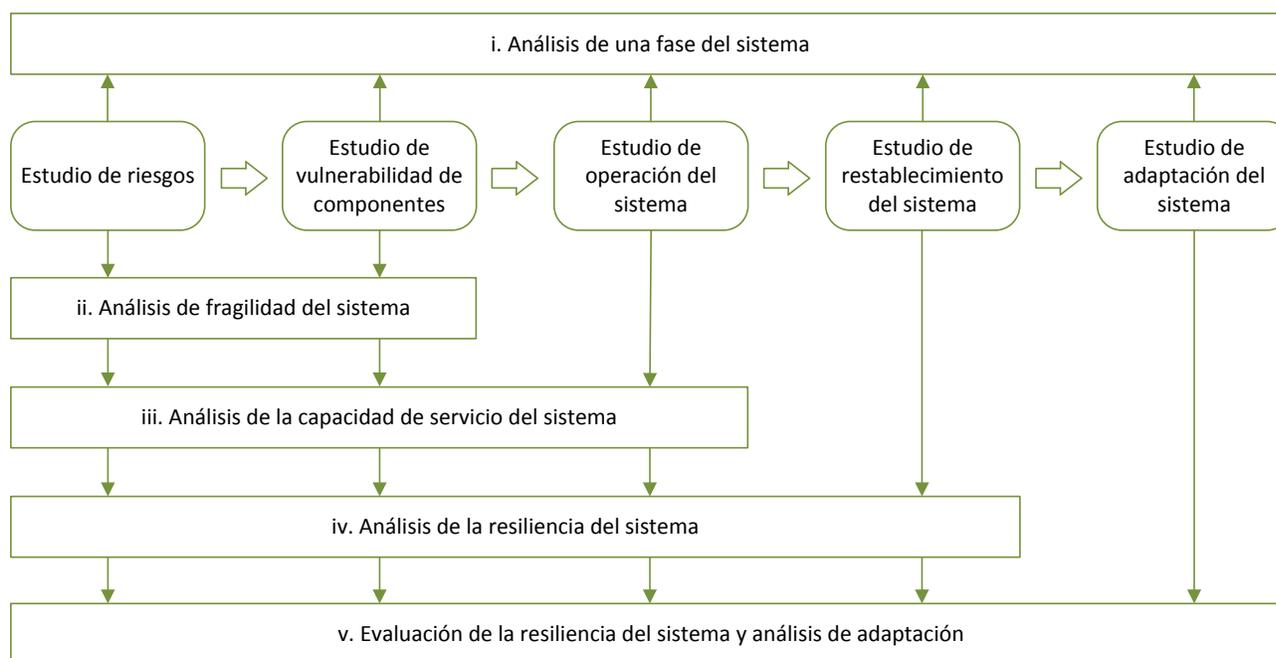
Cabe mencionar que diversos datos emitidos por la Oficina Nacional de Emergencia (ONEMI) y por el Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA), permiten concluir que las zonas recién mencionadas se encuentran propensas a inundarse tras un eventual tsunami, o a la emisión de una alerta de evacuación preventiva

por la posibilidad de concretarse tal desastre. Mayores antecedentes se presentan en el ANEXO 4: METODOLOGÍA DE RESILIENCIA de este documento.

5.3.3 METODOLOGÍA

Un resumen de los cinco pasos utilizados para analizar el concepto de resiliencia en el sistema eléctrico tras la ocurrencia de eventos sísmicos, considerando eventos de prevención y de reacción, se presenta en la Figura 5.3.

Figura 5.3: Pasos para el análisis integral de resiliencia sísmica. Las evaluaciones parciales se clasifican como análisis de fase única (i) y como análisis de riesgo (ii-v)



En primer lugar, es necesario: 1) identificar los riesgos a los cuales está expuesto el sistema eléctrico (Estudio de riesgos), y 2) determinar la vulnerabilidad de los componentes (Estudio de vulnerabilidad de componentes).

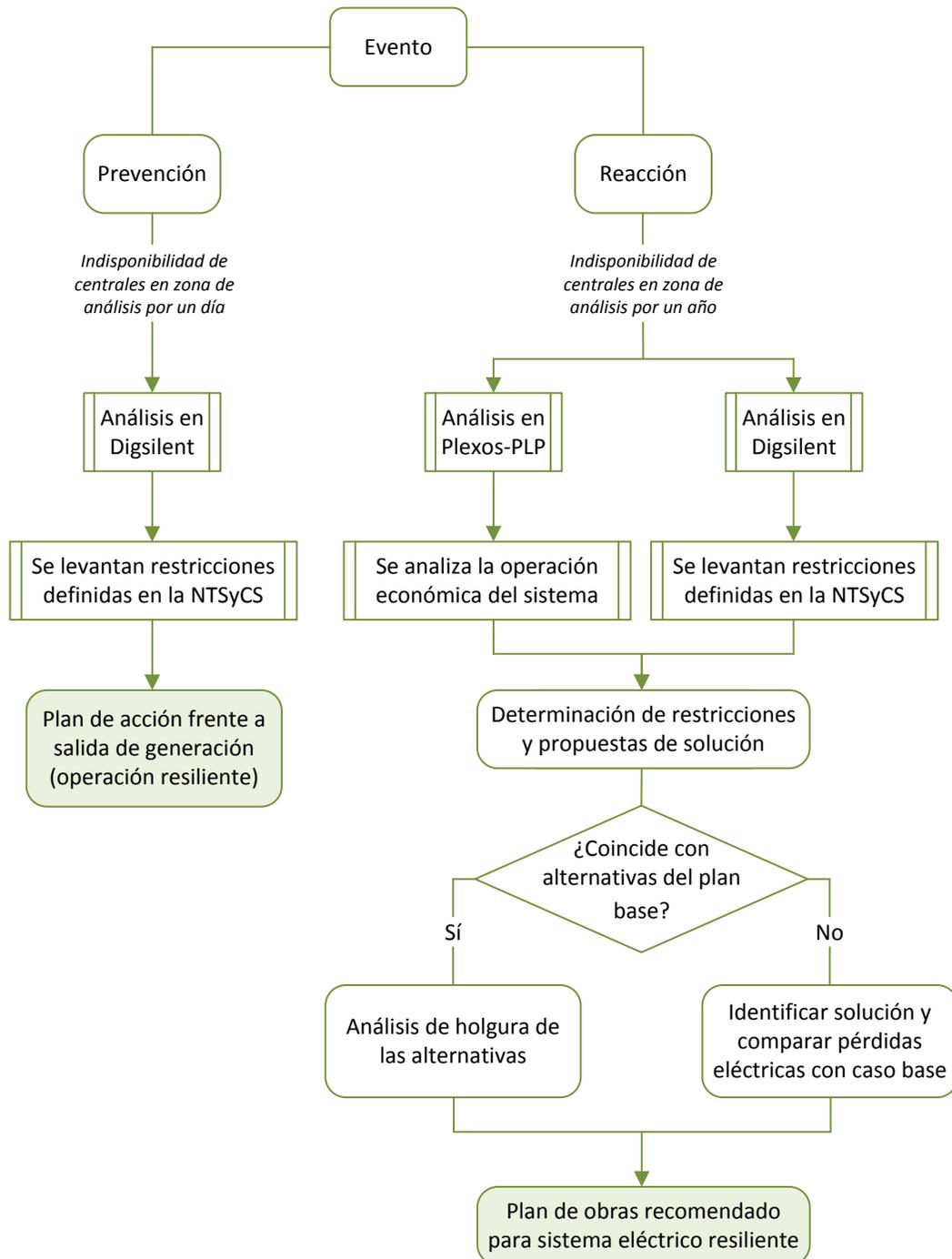
Posteriormente, se realiza: 3) un análisis de funcionamiento del sistema eléctrico (Estudio de operación del sistema), considerando la salida de servicio de las unidades generadoras de cada zona analizar, tanto para eventos de prevención como para eventos de reacción, verificando de esta manera la capacidad de servicio del sistema, y el cumplimiento de distintos Artículos de la NTSyCS, debidamente identificados en el ANEXO 4: METODOLOGÍA DE RESILIENCIA, para eventos de prevención (con indisponibilidad de las centrales analizadas por un día), estableciendo una “Plan de Acción” que permita cumplir con las exigencias normativas tras la indisponibilidad. Para eventos de reacción (con indisponibilidad de las centrales analizadas por un año), además se realiza una evaluación económica de la operación en un programa de planificación de largo plazo (Plexos y/o PLP), con el objetivo de definir si el incremento en los costos de operación del sistema debido a la indisponibilidad de la(s) central(es), justifica una nueva obra o adecuación de instalaciones existentes.

Finalmente, se evalúa el comportamiento del sistema con las obras propuestas en el paso 3, considerando que la(s) central(es) de la zona analizada se encuentran indisponibles por un año, para el caso de eventos de reacción. Para los eventos de prevención, se evalúa si el plan de acción recomendado es capaz de permitir operando el sistema eléctrico

con toda la energía suministrada. Con ello, se verifica el restablecimiento y adecuación del sistema frente a eventos del tipo desastres naturales, garantizando una operación resiliente.

La metodología propuesta se resume en la Figura 5.4.

Figura 5.4: Metodología propuesta para análisis de resiliencia del sistema eléctrico



5.4 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

En aquellas instalaciones del sistema de transmisión en que se detectó la necesidad de evaluar una posible expansión, se modelan los proyectos a considerar como alternativas de solución. A continuación, se realizan dos simulaciones de operación, para las situaciones con y sin proyecto en base una misma política de gestión de embalses. De cada simulación se obtienen los costos de generación térmica, la energía de falla valorizada a costo de falla de larga duración y el agua embalsada al final del horizonte de planificación valorizada a costo marginal, los cuales se consolidan como el promedio sobre las hidrologías. Con los resultados obtenidos de ambas simulaciones, se calcula el valor actual neto (VAN) de realizar el proyecto, restando los beneficios en costo de operación y falla con el costo asociado a cubrir el valor de inversión (VI) y el costo de operación y mantenimiento de la obra (COMA).

La evaluación del proyecto de expansión para un tramo en particular se realiza bajo distintas alternativas de ampliación en el resto de los tramos del sistema, por ende, la determinación de la solución más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación y combinación de las opciones posibles de desarrollo.

Todo lo anterior se enmarca en un proceso de evaluación social de las alternativas de expansión. De esta forma y en consistencia con lo expuesto en el artículo 87° de la ley 20.936/2016, la tasa de actualización utilizada es 6%, que corresponde a la tasa determinada por el Ministerio de Desarrollo Social¹ para este tipo de inversiones.

Como parte de las consideraciones de una evaluación social de proyectos se debe tener en cuenta que el costo asociado a la construcción y operación de las alternativas de expansión recomendadas deberá ser financiado por el conjunto de la sociedad. En consecuencia, el beneficio de la evaluación del proyecto contabiliza únicamente aquellos flujos sociales netos que se generan a partir de la materialización de éste, sin tomar en cuenta los flujos que constituyen transferencias internas entre agentes de la sociedad. En vista de lo anterior, el VAN social se construye mediante la suma de las evaluaciones de cada uno de los agentes de la sociedad.

Para el caso particular del sector eléctrico, el egreso neto social previo a la entrada del proyecto corresponde a los desembolsos empleados para la adquisición de activos y materialización del mismo, mientras que, durante el periodo de operación, los egresos sociales netos corresponden al COMA. De esta forma la rentabilidad de la empresa transmisora constituye únicamente una transferencia interna entre los agentes del mercado de suma neta cero, ya que esta representa un ingreso para el transmisor equivalente al egreso que significa para los consumidores.

La estimación del costo del proyecto se realiza mediante una aproximación de la inversión, utilizando la mejor información disponible. Dicha inversión se distribuye durante el periodo de construcción, previo a la entrada en operación, a partir de un cronograma de inversiones típico para proyectos de la misma naturaleza, lo que permite dar cuenta de los intereses intercalarios que se originarían en dicho periodo. En tanto, el COMA se distribuye anualmente desde la fecha en que la obra estudiada entraría en operación. Finalmente se suma el valor residual del COMA para los años de vida útil del proyecto no contenidos en el horizonte de planificación y evaluación, incorporándolo como un costo al final de este horizonte.

A continuación, se presenta un ejemplo de la evaluación de un proyecto genérico.

¹ Informe Precios Sociales Vigentes 2016, División de Evaluación Social de Inversiones, Subsecretaría de Evaluación Social, Ministerio de Desarrollo Social

Tabla 5.2: Metodología de la evaluación económica

Proyecto (valores en MUSD)					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	Inversión VI y COMA	Beneficio
2017	COP y F SP (2)	COP y F CP (2)	Δ COP y F (2)	-	Ahorro - Inversión
2018	COP y F SP (3)	COP y F CP (3)	Δ COP y F (3)	VI*0%	Ahorro - Inversión
2019	COP y F SP (4)	COP y F CP (4)	Δ COP y F (4)	VI*1%	Ahorro - Inversión
2020	COP y F SP (5)	COP y F CP (5)	Δ COP y F (5)	VI*2%	Ahorro - Inversión
2021	COP y F SP (6)	COP y F CP (6)	Δ COP y F (6)	VI*15%	Ahorro - Inversión
2022	COP y F SP (7)	COP y F CP (7)	Δ COP y F (7)	VI*50%	Ahorro - Inversión
2023	COP y F SP (8)	COP y F CP (8)	Δ COP y F (8)	VI*32%	Ahorro - Inversión
2024	COP y F SP (9)	COP y F CP (9)	Δ COP y F (9)	COMA	Ahorro - Inversión
2025	COP y F SP (10)	COP y F CP (10)	Δ COP y F (10)	COMA	Ahorro - Inversión
2026	COP y F SP (11)	COP y F CP (11)	Δ COP y F (11)	COMA	Ahorro - Inversión
2027	COP y F SP (12)	COP y F CP (12)	Δ COP y F (12)	COMA	Ahorro - Inversión
2028	COP y F SP (13)	COP y F CP (13)	Δ COP y F (13)	COMA	Ahorro - Inversión
2029	COP y F SP (14)	COP y F CP (14)	Δ COP y F (14)	COMA	Ahorro - Inversión
2030	COP y F SP (15)	COP y F CP (15)	Δ COP y F (15)	COMA	Ahorro - Inversión
2031	COP y F SP (16)	COP y F CP (16)	Δ COP y F (16)	COMA	Ahorro - Inversión
2032	COP y F SP (17)	COP y F CP (17)	Δ COP y F (17)	COMA	Ahorro - Inversión
2033	COP y F SP (18)	COP y F CP (18)	Δ COP y F (18)	COMA	Ahorro - Inversión
2034	COP y F SP (19)	COP y F CP (19)	Δ COP y F (19)	COMA	Ahorro - Inversión
2035	COP y F SP (20)	COP y F CP (20)	Δ COP y F (20)	COMA	Ahorro - Inversión
2036	COP y F SP (21)	COP y F CP (21)	Δ COP y F (21)	COMA	Ahorro - Inversión
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA Residual	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN

Periodo de inversión

Fecha Puesta en Servicio

Periodo de operación

Cabe señalar que en la evaluación social de proyectos se deben considerar los beneficios y costos sociales directos, y las externalidades o efectos indirectos, principalmente desde el punto de vista medioambiental o cultural, sean estos positivos o negativos. Lo anterior puede ser recogido mediante los denominados precios sociales, tanto de los bienes y servicios generados por el proyecto como de los insumos utilizados. Esto último deberá ser considerado en los siguientes procesos de planificación de la expansión de la transmisión.

5.5 CRITERIO MIN – MAX REGRET

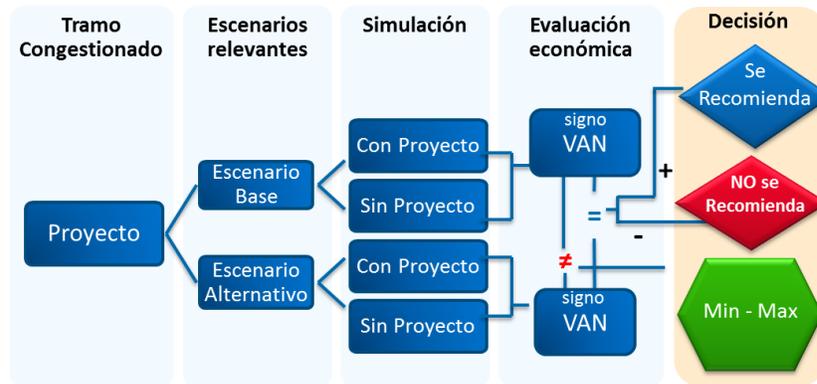
Para tomar la mejor decisión respecto de la alternativa óptima de expansión del sistema de transmisión, considerando la incertidumbre asociada a los futuros escenarios de generación – demanda, en casos específicos, se ha utilizado el criterio de minimizar el máximo arrepentimiento.

En una primera etapa, cada uno de los escenarios generación-demanda analizados se asumen como ciertos y se define bajo sus supuestos el plan óptimo de expansión en transmisión, mediante la metodología descrita en el punto anterior. Cada plan óptimo de expansión encontrado se considera como una posible alternativa de expansión en la transmisión que será evaluada considerando que se cumple un escenario distinto al que origina dicho plan, de modo de calcular el arrepentimiento o aumento de costos en caso de haber escogido esa alternativa. Finalmente se selecciona la alternativa que minimiza el máximo arrepentimiento.

Cabe señalar que para efectos de valorizar los arrepentimientos se ha supuesto que las soluciones de expansión de la transmisión asociadas a una alternativa no necesariamente son fijas en todo el horizonte, puesto que si en el futuro

se presenta un escenario generación-demanda distinto, se pueden tomar medidas que permitan adaptar la transmisión al nuevo escenario con el correspondiente retraso.

Figura 5.5: Metodología Min-Max Regret



5.6 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE RIESGO SEGÚN VARIABILIDAD HIDROLÓGICA

A continuación, se describe la metodología utilizada para estudiar el efecto de todas las condiciones hidrológicas simuladas en la evaluación económica de una alternativa de expansión del Sistema de Transmisión. Este desarrollo se enmarca en los criterios que deben ser considerados en la planificación de la transmisión, según se explicita en el artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Para este propósito, en esta sección se describe en primer lugar el modelo utilizado para representar el comportamiento aleatorio de la variable de decisión utilizada en la evaluación económica de los proyectos de expansión (VAN social del proyecto). Posteriormente, se discute el alcance del modelo y cómo se debe interpretar los resultados de éste al tomar decisiones sobre la expansión del sistema de transmisión.

En primer lugar, cabe recalcar que para la representación del riesgo hidrológico y del recurso renovable aleatorio (viento y sol), el software de Planificación de Largo Plazo debe operar considerando “N” distintas simulaciones construidas en base a datos de afluentes históricos y perfiles ERNC existentes. Cada una de estas simulaciones resulta en un despacho distinto del parque generador, determinando N costos de operación y falla sistémicos posibles para el horizonte de planificación (uno por simulación).

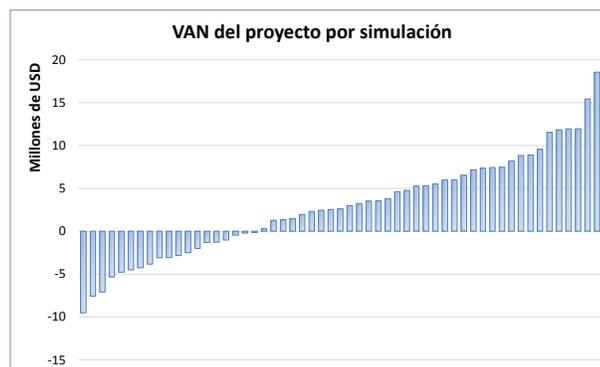
Por otra parte, se tiene que para evaluar la conveniencia económica de materializar una alternativa de expansión según la minimización de los costos de operación y falla, se utiliza el Valor Actual Neto del proyecto. Los beneficios considerados para el cálculo de este indicador económico, consisten en el ahorro en costos de operación y falla que el proyecto hace posible al permitir una operación de menor costo que en el caso base sin proyecto (mayor detalle en el apartado 5.4).

Con todo lo anterior, la primera parte del modelo consiste en obtener los N posibles valores para el indicador económico (VAN del proyecto), es decir, con los ahorros de costo de operación y falla obtenidos para cada simulación.

En la

Figura 5.6 se ilustra el resultado para la evaluación de un proyecto genérico.

Figura 5.6: VAN por simulación



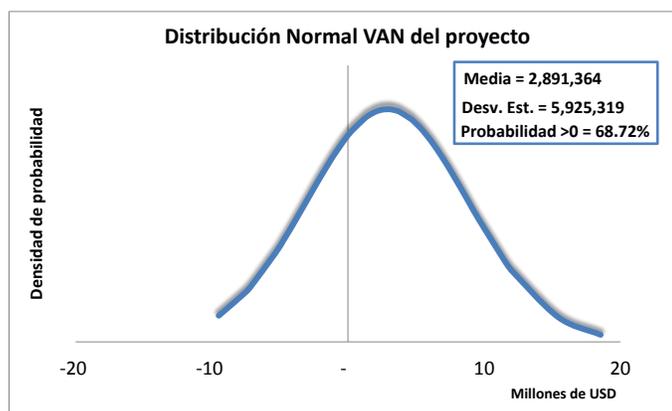
A partir de los datos obtenidos, entendidos estadísticamente como una muestra aleatoria simple, se construye un modelo probabilístico que rescata el resultado obtenido para cada simulación. El objetivo es representar el comportamiento de la variable de decisión económica de manera aleatoria en función de la condición hidrológica, para finalmente determinar la conveniencia económica de recomendar una obra mediante la probabilidad de que el VAN del proyecto sea positivo.

De tal manera, para cada evaluación económica se construyen los estimadores de la media y la desviación estándar considerando que la población de datos son los 55 valores que toma el VAN del proyecto (dado por la muestra hidrológica actualmente en uso). Luego, se postula que la variable aleatoria estudiada (VAN del proyecto) tiene una distribución de probabilidad normal, lo cual es corroborado a partir de la prueba de bondad de ajuste Chi Cuadrado de Pearson. Una vez verificada la hipótesis, se calcula la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero.

Cabe destacar que la media, se estima como media aritmética de una muestra, \bar{x} , por ser este un estimador no sesgado, es decir, que es igual a la esperanza del parámetro a estimar. Por otra parte, la varianza σ^2 , se estima mediante el estimador de máxima verosimilitud que se define como $\hat{\sigma}^2 = s^2 = \frac{1}{(n-1)} \sum_i^n (x_i - \bar{x})^2$, donde x_i son los datos y n es el número de datos (tamaño de la muestra). De esta manera el modelo a utilizar para la variable tiene una distribución de probabilidad normal $N(\hat{\mu}, \hat{\sigma}^2)$. En la

Figura 5.7 se observa la curva de densidad de probabilidad de la distribución de probabilidad obtenida para un proyecto de expansión genérico.

Figura 5.7: Distribución de probabilidad del VAN



De tal manera, la probabilidad de que el VAN del proyecto sea mayor que cero, representa el porcentaje esperado de los casos en que dicha variable o indicador tomaría un valor positivo, si se utilizara un mayor número de simulaciones construidas de manera análoga a las que actualmente se consideran en el modelo.

5.7 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN PARA ABASTECIMIENTO DE SUMINISTRO A MÍNIMO PRECIO

Al igual que la anteriormente descrita, esta metodología se enmarca en los criterios que deben orientar la planificación de la expansión del sistema de transmisión, particularmente a lo referido en la letra c) del artículo 87° de la ley 20.936/2016, el cual establece que ésta debe propender a un mercado eléctrico común “para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio”².

De acuerdo a lo anterior, en este apartado se explicita la forma en que se han valorizado los costos de retiro del Mercado Spot para abastecer el suministro de los contratos, para luego discutir cómo debe interpretarse el ahorro en los costos de retiros para la evaluación económica de las alternativas de expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

En primer lugar, el costo de retiro de energía para una barra del sistema en una condición de demanda (bloque) de un mes (etapa) del horizonte de planificación, corresponde al producto entre el costo marginal y el consumo abastecido en dicha barra, para esa condición etapa-bloque. De tal manera, se define el costo sistémico de retiros en un bloque de demanda de una etapa mensual, como la suma del costo de retiro de todas las barras del sistema. De manera análoga, el costo de retiro sistémico anual, corresponde a la suma de los costos de retiro sistémico de todas las etapas y bloques dentro de dicho año.

Así, el ahorro en costos de retiro para cada año se determina como la diferencia entre el costo de retiro sistémico anual resultante de la operación del sistema considerando la obra de expansión (simulación con el proyecto), y el costo de retiro sistémico anual resultante del caso base (simulación sin el proyecto). La siguiente fórmula resume lo anteriormente descrito.

$$\sum_{\text{barra}_i}^n \sum_{\text{etapa}_j}^m \sum_{\text{bloque}_k}^p \left(CM_{g\text{Sin Proyecto}_{i,j,k}} - CM_{g\text{Con Proyecto}_{i,j,k}} \right) \cdot \text{Consumo}_{i,j,k}$$

Luego, se obtiene el ahorro en costos de retiro que se espera con la materialización del proyecto debido al cambio en los costos marginales del sistema para cada año desde su entrada en operación. En la Figura 5.8 se ilustra el resultado obtenido para un proyecto de expansión genérico. Con el fin de comparar la magnitud del ahorro generado este gráfico también muestra la anualidad de la inversión para dicho proyecto.

A partir del resultado obtenido, la evaluación económica permite cuantificar el nivel de aproximación a un abastecimiento de la demanda a mínimo costo que se lograría con la materialización del proyecto. Si bien este criterio no es decisor por sí solo sobre la conveniencia de recomendar una obra de expansión si aporta un elemento adicional a los anteriores para decidir sobre la conveniencia de materializarla.

² Ley 20.936/2016, artículo 87°

Figura 5.8: Eficiencia en abastecimiento de suministros



5.8 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS SEGÚN CONDICIONES HIDROLÓGICAS EXTREMAS

Para complementar los criterios previamente presentados, se incorpora el efecto de aquellas series que representan condiciones hidrológicas extremas (húmedas o secas) en años clave para la evaluación de los proyectos de expansión, como lo son aquellos que suceden inmediatamente al año de entrada en operación de la obra. En la Tabla 5.3 se aprecia una tabla con la probabilidad de excedencia de cada año del horizonte de planificación y para cada simulación.

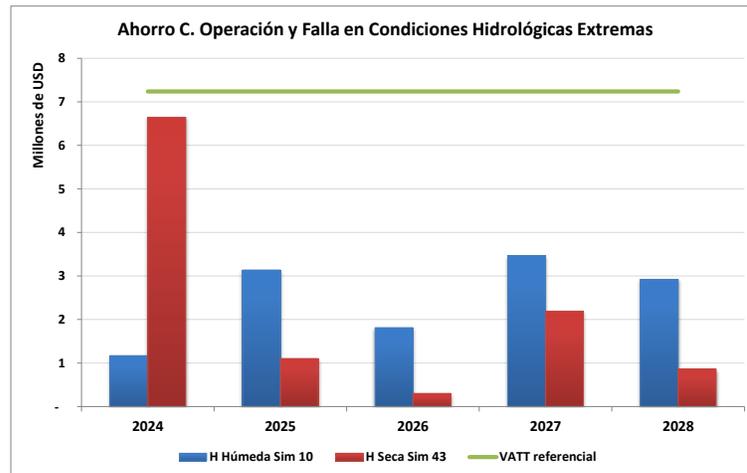
Tabla 5.3: Probabilidad de excedencia hidrológica por simulación

Simulación	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sim 1	39%	93%	45%	82%	5%	21%	70%	96%	50%	68%	54%	2%	55%	57%
Sim 2	93%	45%	82%	5%	21%	70%	96%	50%	68%	54%	2%	55%	57%	38%
Sim 3	45%	82%	5%	21%	70%	96%	50%	68%	54%	2%	55%	57%	38%	71%
Sim 4	82%	5%	21%	70%	96%	50%	68%	54%	2%	55%	57%	38%	71%	16%
Sim 5	5%	21%	70%	96%	50%	68%	54%	2%	55%	57%	38%	71%	16%	25%
Sim 6	21%	70%	96%	50%	68%	54%	2%	55%	57%	38%	71%	16%	25%	32%
Sim 7	70%	96%	50%	68%	54%	2%	55%	57%	38%	71%	16%	25%	32%	7%
Sim 8	96%	50%	68%	54%	2%	55%	57%	38%	71%	16%	25%	32%	7%	48%
Sim 9	50%	68%	54%	2%	55%	57%	38%	71%	16%	25%	32%	7%	48%	4%
Sim 10	68%	54%	2%	55%	57%	38%	71%	16%	25%	32%	7%	48%	4%	59%
Sim 11	54%	2%	55%	57%	38%	71%	16%	25%	32%	7%	48%	4%	59%	27%
Sim 12	2%	55%	57%	38%	71%	16%	25%	32%	7%	48%	4%	59%	27%	66%
Sim 13	55%	57%	38%	71%	16%	25%	32%	7%	48%	4%	59%	27%	66%	20%
Sim 14	57%	38%	71%	16%	25%	32%	7%	48%	4%	59%	27%	66%	20%	34%
Sim 15	38%	71%	16%	25%	32%	7%	48%	4%	59%	27%	66%	20%	34%	73%
Sim 16	71%	16%	25%	32%	7%	48%	4%	59%	27%	66%	20%	34%	73%	84%
Sim 17	16%	25%	32%	7%	48%	4%	59%	27%	66%	20%	34%	73%	84%	80%
Sim 18	25%	32%	7%	48%	4%	59%	27%	66%	20%	34%	73%	84%	80%	41%
Sim 19	32%	7%	48%	4%	59%	27%	66%	20%	34%	73%	84%	80%	41%	23%
Sim 20	7%	48%	4%	59%	27%	66%	20%	34%	73%	84%	80%	41%	23%	18%
Sim 21	48%	4%	59%	27%	66%	20%	34%	73%	84%	80%	41%	23%	18%	43%
Sim 22	4%	59%	27%	66%	20%	34%	73%	84%	80%	41%	23%	18%	43%	36%
Sim 23	59%	27%	66%	20%	34%	73%	84%	80%	41%	23%	18%	43%	36%	95%
Sim 24	27%	66%	20%	34%	73%	84%	80%	41%	23%	18%	43%	36%	95%	13%
Sim 25	66%	20%	34%	73%	84%	80%	41%	23%	18%	43%	36%	95%	13%	98%
Sim 26	20%	34%	73%	84%	80%	41%	23%	18%	43%	36%	95%	13%	98%	75%
Sim 27	34%	73%	84%	80%	41%	23%	18%	43%	36%	95%	13%	98%	75%	30%
Sim 28	73%	84%	80%	41%	23%	18%	43%	36%	95%	13%	98%	75%	30%	29%
Sim 29	84%	80%	41%	23%	18%	43%	36%	95%	13%	98%	75%	30%	29%	9%
Sim 30	80%	41%	23%	18%	43%	36%	95%	13%	98%	75%	30%	29%	9%	64%
Sim 31	41%	23%	18%	43%	36%	95%	13%	98%	75%	30%	29%	9%	64%	61%
Sim 32	23%	18%	43%	36%	95%	13%	98%	75%	30%	29%	9%	64%	61%	14%
Sim 33	18%	43%	36%	95%	13%	98%	75%	30%	29%	9%	64%	61%	14%	11%
Sim 34	43%	36%	95%	13%	98%	75%	30%	29%	9%	64%	61%	14%	11%	89%
Sim 35	36%	95%	13%	98%	75%	30%	29%	9%	64%	61%	14%	11%	89%	52%
Sim 36	95%	13%	98%	75%	30%	29%	9%	64%	61%	14%	11%	89%	52%	46%
Sim 37	13%	98%	75%	30%	29%	9%	64%	61%	14%	11%	89%	52%	46%	86%
Sim 38	98%	75%	30%	29%	9%	64%	61%	14%	11%	89%	52%	46%	86%	77%
Sim 39	75%	30%	29%	9%	64%	61%	14%	11%	89%	52%	46%	86%	77%	91%
Sim 40	30%	29%	9%	64%	61%	14%	11%	89%	52%	46%	86%	77%	91%	88%
Sim 41	29%	9%	64%	61%	14%	11%	89%	52%	46%	86%	77%	91%	88%	79%
Sim 42	9%	64%	61%	14%	11%	89%	52%	46%	86%	77%	91%	88%	79%	63%
Sim 43	64%	61%	14%	11%	89%	52%	46%	86%	77%	91%	88%	79%	63%	39%
Sim 44	61%	14%	11%	89%	52%	46%	86%	77%	91%	88%	79%	63%	39%	93%
Sim 45	14%	11%	89%	52%	46%	86%	77%	91%	88%	79%	63%	39%	93%	45%
Sim 46	11%	89%	52%	46%	86%	77%	91%	88%	79%	63%	39%	93%	45%	82%
Sim 47	89%	52%	46%	86%	77%	91%	88%	79%	63%	39%	93%	45%	82%	5%
Sim 48	52%	46%	86%	77%	91%	88%	79%	63%	39%	93%	45%	82%	5%	21%
Sim 49	46%	86%	77%	91%	88%	79%	63%	39%	93%	45%	82%	5%	21%	70%
Sim 50	86%	77%	91%	88%	79%	63%	39%	93%	45%	82%	5%	21%	70%	96%
Sim 51	77%	91%	88%	79%	63%	39%	93%	45%	82%	5%	21%	70%	96%	50%
Sim 52	91%	88%	79%	63%	39%	93%	45%	82%	5%	21%	70%	96%	50%	68%
Sim 53	88%	79%	63%	39%	93%	45%	82%	5%	21%	70%	96%	50%	68%	54%
Sim 54	79%	63%	39%	93%	45%	82%	5%	21%	70%	96%	50%	68%	54%	2%
Sim 55	63%	39%	93%	45%	82%	5%	21%	70%	96%	50%	68%	54%	2%	55%

A partir de dicha clasificación, se escogen las simulaciones críticas para la evaluación de cada proyecto, entendidas como aquellas en que la probabilidad de excedencia hidrológica sumada de los cuatro años siguientes a la entrada de la obra es mínima en el caso de buscar una condición seca, o es máxima en el caso de una condición crítica húmeda. Cabe destacar que la probabilidad de excedencia de cada año hidrológico se calcula según la cantidad de agua caída aprovechable por el Sistema Interconectado Eléctrico.

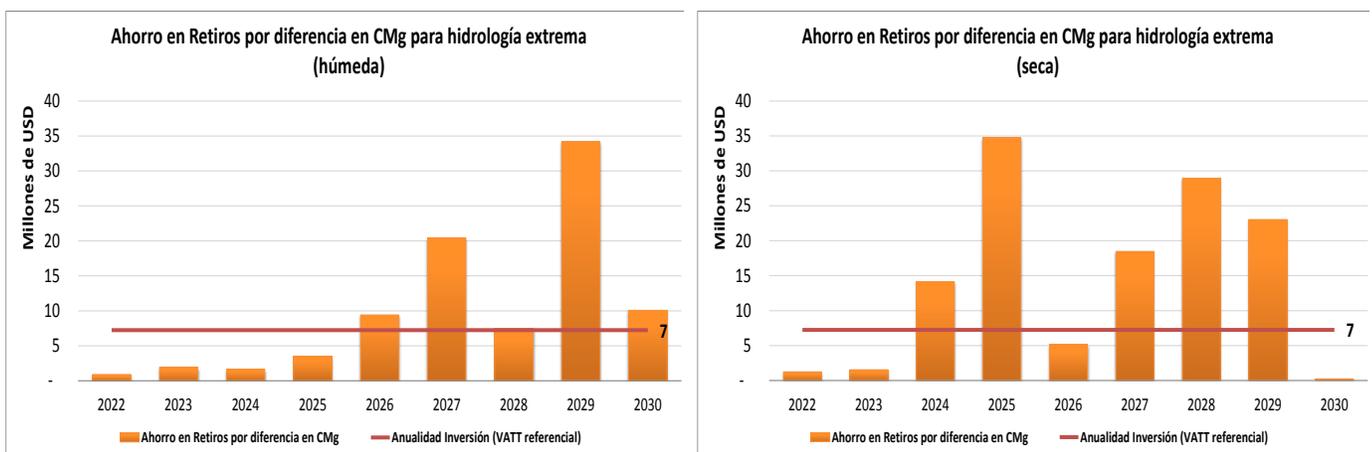
En la Figura 5.9 se ilustra el beneficio que una obra de expansión genérica permitiría en condiciones hidrológicas consideradas extremas según el criterio anteriormente descrito, esto considerando los ahorros en costos de operación y falla.

Figura 5.9: Ahorro en Costos de Operación y Falla para hidrología extremas



Bajo la misma lógica, se analiza también el efecto que un proyecto tiene en la disminución de los costos de retiro, para las condiciones hidrológicas previamente descritas. En la Figura 5.10 se muestra el resultado obtenido para una obra de expansión genérica.

Figura 5.10: Ahorro en Costo de Abastecimiento para hidrologías extremas



A partir de los resultados expuestos se puede analizar la conveniencia de materializar una obra de expansión considerando su impacto en los precios del Mercado Spot para condiciones hidrológicas extremas, que a su vez determinan el costo de abastecimiento de la demanda.

6. DIAGNÓSTICO, ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

6.1 SISTEMA INTERCONEXIÓN – TRAMO ENTRE KIMAL Y LOS CHANGOS

6.1.1 ANTECEDENTES

Para tener mayor claridad de la topología asociada a la Interconexión SING-SIC, en la Tabla 6.1 se presenta el detalle de las obras de transmisión asociadas a ella, desarrolladas tanto por iniciativa privada, como a través de procesos regulados.

De los análisis preliminares realizados, se identifican posibles problemas de capacidad en el mediano plazo asociados a los Bancos de Transformación 500/220 kV de S/E Los Changos en el período inicial de puesta en servicio de la Interconexión SING-SIC el año 2018, con lo que los flujos por la línea de interconexión podrían verse limitados a un nivel inferior a 1000 MVA; sin embargo, dicho problema es de corto plazo y se soluciona con el proyecto declarado en construcción: Nuevo Banco de Transformación 500/220 kV en S/E Los Changos (año 2021-DS N°158/2015); y con la puesta en servicio del sistema de 500 kV desde S/E Los Changos a S/E Kimal.

En el largo plazo, al momento de la puesta en servicio de la línea 2x500 kV Los Changos-Kimal con dos bancos de transformación de 750 MVA cada uno en S/E Kimal al año 2021, si bien sería posible alcanzar 1500 MVA a través de la línea 500 kV Los Changos – Cumbre, no en todos los escenarios sería factible transmitir dichos niveles de potencia, debido a limitaciones de capacidad que impondrían los equipos de transformación 500/220 kV ubicados en S/E Kimal. Si bien, existiría más de un camino para el tránsito de flujos, éstos se distribuirían principalmente a través del sistema de 500 kV desde S/E Los Changos hacia Kimal, con lo que la capacidad de transformación en dicha subestación sería fundamental para el óptimo desempeño del sistema.

Finalmente, en el largo plazo se puede proyectar una posible limitación de los flujos de potencia que podrían generarse en escenarios de intercambio económico sin restricciones entre el SIC y el SING, dependiendo del desarrollo de polos de generación ERNC localizados en la zona norte del país, ante lo cual podría ser necesario aumentar la capacidad de transmisión del sistema de Interconexión entre el SIC y el SING.

Tabla 6.1: Obras de transmisión asociadas a proyecto de Interconexión SING-SIC

Instalación en construcción	Capacidad	Longitud	Fecha PES	Iniciativa	Decreto
Nueva Línea 2x500 kV Los Changos - Nueva Cardones	1500	570	ene-18	Privada	DS N°158 / 2015 (*)
Banco de Autotransformadores 500/220 kV en Los Changos 2x750 MVA	2x750	NA	ene-18	Privada	DS N°158 / 2015 (*)
Nueva Línea 2x220 kV Los Changos - Kapatur	1500	3	ene-18	Troncal	DS N°158 / 2015
Nueva Línea 2x500 kV Los Changos – Kimal	1500	140	ene-21	Troncal	DS N°158 / 2015
Banco de Autotransformadores 500/220 kV en Los Changos 1x750 MVA	750	NA	ene-21	Troncal	DS N°158 / 2015
Banco de Autotransformadores 500/220 kV en Kimal 2x750 MVA	1500	NA	ene-21	Troncal	DS N°158 / 2015

(*) Las condiciones de los proyectos están explicitadas en el DS 158/2015.

De acuerdo a los resultados, se puede concluir que las principales congestiones en el horizonte 2018-2035 van cambiando dependiendo del período de análisis y, son las detalladas a continuación:

- ✓ **Periodo 2018-2021.** Puesta en servicio de la Línea de Interconexión SING-SIC desde S/E Cardones a S/E Los Changos, sumado al enlace 220 kV entre Los Changos – Kapatour y Transformación 500/220 kV en S/E Los Changos.

Si bien, las líneas mencionadas tendrían una capacidad de 1500 MVA en cada uno de sus circuitos, la capacidad de la transformación alcanza un valor inferior, considerando inicialmente la puesta en servicio de 2 bancos de 750 MVA cada uno. En base a lo anterior, considerando un criterio de seguridad N-1 estricto, la capacidad máxima asociada a los flujos por la Interconexión quedaría limitada en este período a tan sólo 750 MVA. Sin embargo, dichas transferencias podrían aumentarse considerando un criterio de seguridad N-1 ajustado, esto es, considerar la posibilidad de sobrecarga de alguno de los bancos cercana a un 15% durante un período limitado de tiempo, ante falla de alguno de estos bancos, durante el intervalo de tiempo que es posible reducir las transferencias de potencia.

Considerando el criterio operacional indicado anteriormente, se podrían alcanzar rangos máximos de transferencia entre 850 y 900 MVA, para no limitar la Interconexión a 750 MVA en su primera etapa, sin embargo, se debe recalcar que dicho criterio debe entenderse como una medida operacional y en ningún caso como criterio de planificación de largo plazo. Lo anterior, permitiría subsanar las limitaciones asociadas al desfase temporal entre la necesidad de un tercer banco en S/E Los Changos, y su fecha de puesta en servicio requerida por decreto de expansión (año 2021).

- ✓ **Periodo 2021 en adelante.** En este período, una vez subsanada la limitación de las transferencias asociadas al banco de transformación en S/E Los Changos por la puesta en servicio de un tercer banco en dicha subestación y una nueva Línea de 500 kV hacia la zona centro, podrían levantarse congestiones asociadas a la misma línea de Interconexión entre SS/EE Los Changos y Nueva Cardones, y congestiones asociadas a los nuevos equipos de transformación 500/220 en S/E Kimal.
 - Línea 2x500 kV Los Changos – Nueva Cardones 1500 MVA: En cuanto a la línea de Interconexión de 500 kV entre Cardones y Los Changos, dependiendo de los desarrollos de generación se podrían alcanzar los límites de diseño de la Interconexión al momento de liberada la restricción impuesta por el transformador en S/E Los Changos, donde dichas limitaciones por criterio de seguridad N-1 podrían ser de larga duración a los pocos años de la puesta en servicio de la etapa final de la interconexión, al año 2021
 - Transformación 500/220 kV S/E Kimal 2x750 MVA: Si bien, no se analizará la conveniencia económica temprana de ampliar la capacidad de diseño de la Interconexión SING-SIC, si se analizarán los requerimientos adicionales en transmisión necesarios que permitirían alcanzar dichos niveles de transferencia máximo. Es en este punto donde es clave analizar la capacidad de la transformación 500/220 kV en S/E Kimal. Si bien la puesta en servicio de las obras de la etapa final de la Interconexión permite dar más de un camino a los flujos por la Interconexión, los flujos de norte a sur se distribuyen predominantemente a través del sistema de 500 kV hacia la zona centro del SING (S/E Kimal), y según los flujos esperados, las transferencias máximas por los bancos de transformación en la S/E Kimal podrían superar los 1000 MVA. En base a lo anterior, y considerando que la capacidad de cada banco es de sólo 750 MVA, es necesario identificar las restricciones de transmisión adicionales que se podrían introducir al sistema asociadas al cumplimiento del criterio de seguridad N-1 asociadas a este banco, factor que podría influir sobre las transferencias máximas que podrían alcanzarse a través de la interconexión.

En la **Tabla 6.2** se presentan las capacidades de todas las obras de transmisión en construcción asociadas al proyecto de Interconexión SING-SIC, donde dichas capacidades fueron consideradas a 35°C por exigencia impuesta en el antiguo proceso troncal.

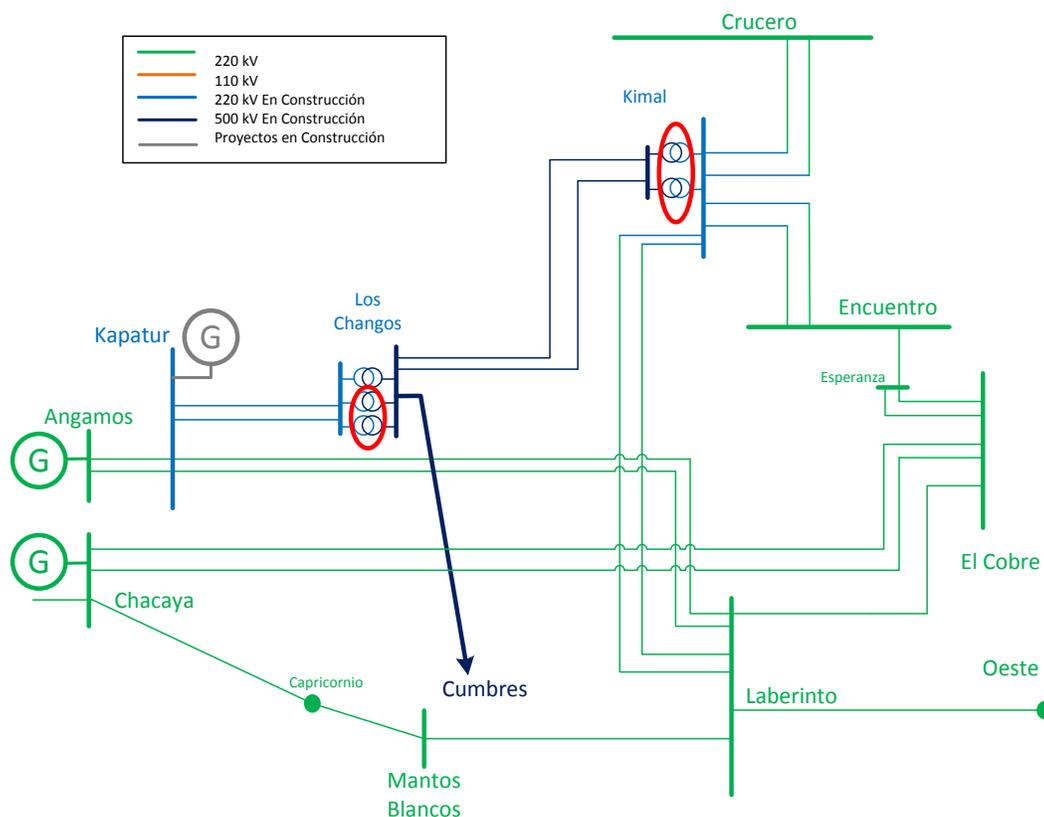
Tabla 6.2: Capacidades obras de transmisión asociadas a proyecto de Interconexión SING-SIC

Instalación en construcción	Capacidad	Fecha PES
Nueva Línea 2x500 kV Los Changos - Nueva Cardones	1500	ene-18
Banco de Autotransformadores 500/220 kV en Los Changos 2x750 MVA	2x750	ene-18
Nueva Línea 2x220 kV Los Changos - Kapatur	1500	ene-18
Nueva Línea 2x500 kV Los Changos – Kimal	1500	ene-21
Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Kimal 2x750 MVA	2x750	ene-21
Banco de Autotransformadores 500/220 kV en Los Changos 1x750 MVA	1x750	ene-21

6.1.1.1 Flujos esperados en el largo plazo

En la Figura 6.1 se presenta un diagrama simplificado donde se identifican las contingencias críticas que congestionan alguna de las instalaciones asociadas al proyecto de Interconexión.

Figura 6.1: Diagrama simplificado obras de Interconexión SING-SIC. Contingencias críticas asociadas a equipos de transformación



Las contingencias críticas identificadas para las obras de transmisión asociadas a la Interconexión corresponden a las desconexiones forzadas de los equipos de transformación en S/E Los Changos en el primer período de Interconexión (2018-2021), y las desconexiones forzadas de la transformación en S/E Kimal para el segundo período de la Interconexión (2021 en adelante).

Análisis Sistémico

Con el fin de verificar el cumplimiento del criterio de seguridad N-1, se identificaron todas las restricciones de transmisión que permiten no superar la capacidad de estos tramos ante escenarios de contingencia:

1. Restricción por contingencia en circuito de Línea 2x500 kV Los Changos - Cumbres:

R1- Changos – Cumbres 500

$$F_{Línea\ 2x500\ Los\ Changos-Cumbres\ 500} < 1500$$

2. Restricción por contingencia en circuito de Línea 2x500 kV Los Changos – Kimal:

R2- Changos – Kimal 500

$$0,945 \cdot F_{Línea\ 2x500\ Los\ Changos-Kimal\ 500} < 1500$$

3. Restricción por contingencia en circuito de Línea 2x220 kV Los Changos – Kapatur:

R3- Changos – Kapatur 220

$$F_{Línea\ 2x220\ Los\ Changos-Kapatur\ 220} < 1500$$

4. Restricción por contingencia en 1 Banco, Transformación 500/220 kV en S/E Los Changos:

Después Nuevo Banco de Transformación en S/E Los Changos (2021 en adelante)

$$F_{Transformación\ Los\ Changos\ 500/220} < 1500$$

5. Restricción por contingencia en 1 Banco, Transformación 500/220 kV en S/E Kimal:

R13A- Kimal 500-Kimal 220

$$F_{Transformación\ Los\ Changos\ 500/220\ total} < 887$$

De las restricciones identificadas, se debe destacar que en el caso de aquellas instalaciones que son radiales desde el SIC al SING no habría redistribución de flujos ante fallas por lo que dicha restricción corresponde a la capacidad de las instalaciones que quedan en servicio post-falla, tal como lo es para la línea Los Changos – Cumbres y el período inicial para el transformador en S/E Los Changos.

Para el caso de la Línea Los Changos – Kapatur, por tratarse de una línea corta, los flujos post-contingencia en uno de sus circuitos se distribuye casi por completo en el otro circuito por lo que la restricción es equivalente al caso de un sistema radial.

En el caso de la restricción asociada a la Línea de 500 kV entre Los Changos y Kimal, si bien, habría redistribución de flujos post-contingencia ante contingencia de alguno de sus circuitos, ésta sería baja considerando la baja impedancia relativa de dicho sistema de 500 kV con respecto a las impedancias de enmallamiento del resto del SING.

En el caso del banco de transformación en S/E Los Changos, se entregan ambas restricciones N-1 normal y N-1 ajustado para el período inicial de interconexión, sin embargo, para el período posterior al año 2021 de la Interconexión, sólo se entrega el límite N-1, y que no considera posibilidad de distribución de flujos post-falla, lo que es una condición aún más exigente, ya que de acuerdo a los flujos esperados dicho límite es suficiente posterior al 2021, por lo que el cálculo en detalle de dicho valor no es necesario para estos análisis.

Finalmente, en el caso del Nuevo Banco de Transformación 500/220 kV en S/E Kimal, se considera criterio de seguridad N-1 real (750), y se puede observar que la redistribución de flujos post-falla es evidente, siendo la capacidad total del equipo de transformación cercana a un 17 % superior a la capacidad de uno de los bancos.

Considerando que en todos los escenarios los flujos por la Interconexión SING-SIC estarían limitados a su capacidad de diseño por defecto (1500 MVA), las principales limitaciones adicionales que se presentarían estarían asociadas a las capacidades de transformación en S/E Los Changos y Kimal, incluso estando dentro de los rangos de transferencia admisibles por la línea de interconexión. Los resultados de la activación de restricciones asociadas a las líneas y equipos de transformación asociados a la interconexión se presentan en Figura 6.2 a Figura 6.9.

Figura 6.2: Restricción línea Los Changos - Cumbre. Escenario Base.

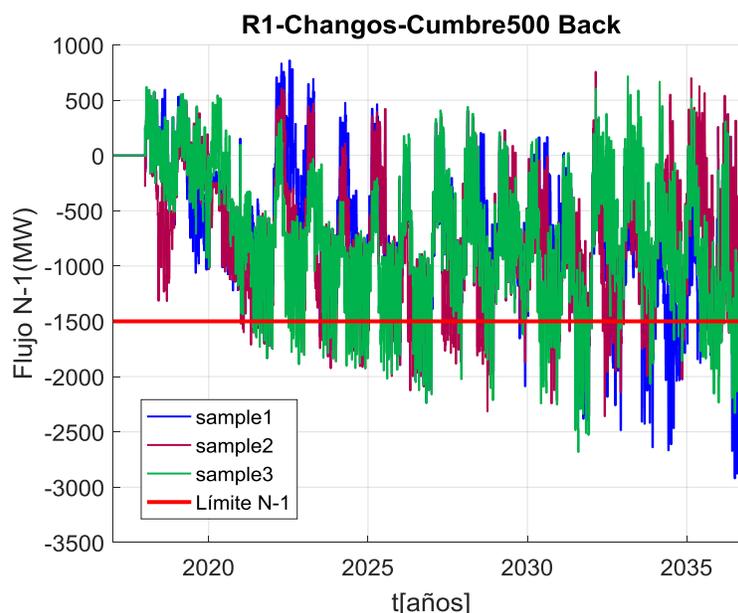


Figura 6.3: Curvas de duración de restricción asociada a línea Los Chagos - Cumbres. Escenario Base.

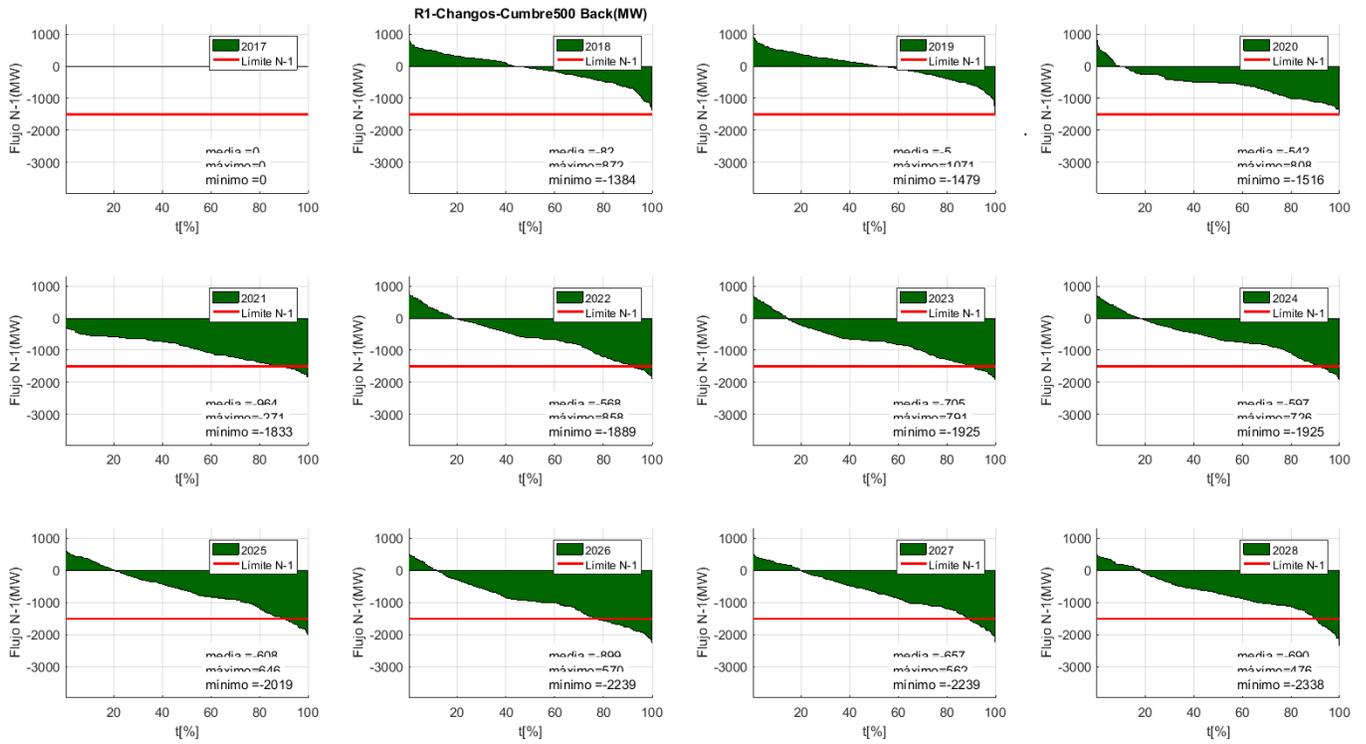


Figura 6.4: Restricción línea Los Chángos - Kimal. Escenario Base.

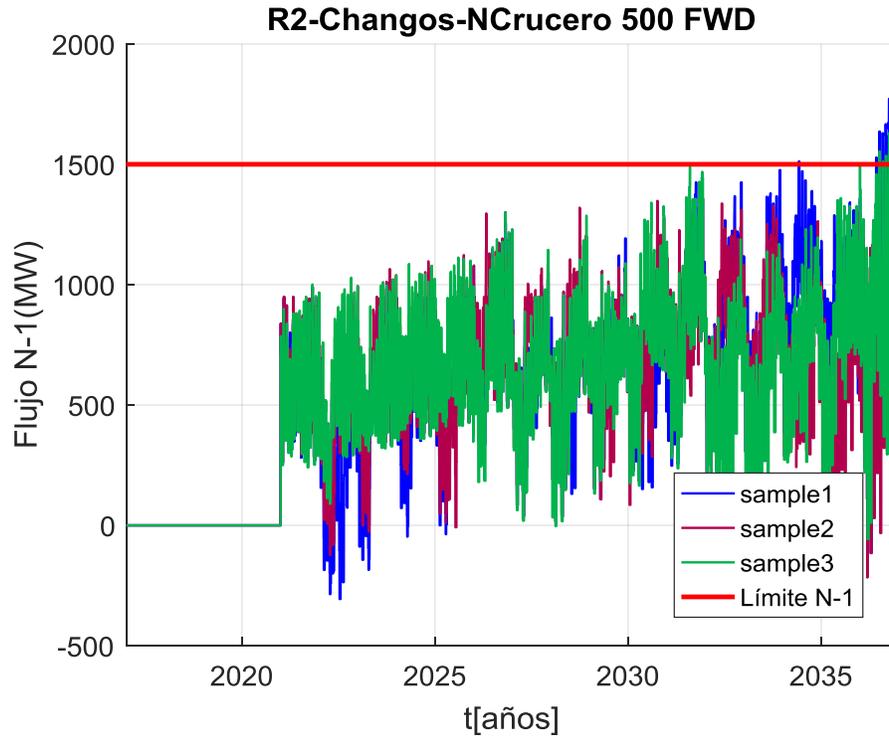


Figura 6.5: Curvas de duración restricción asociada a línea Los Chángos - Kimal. Escenario Base.

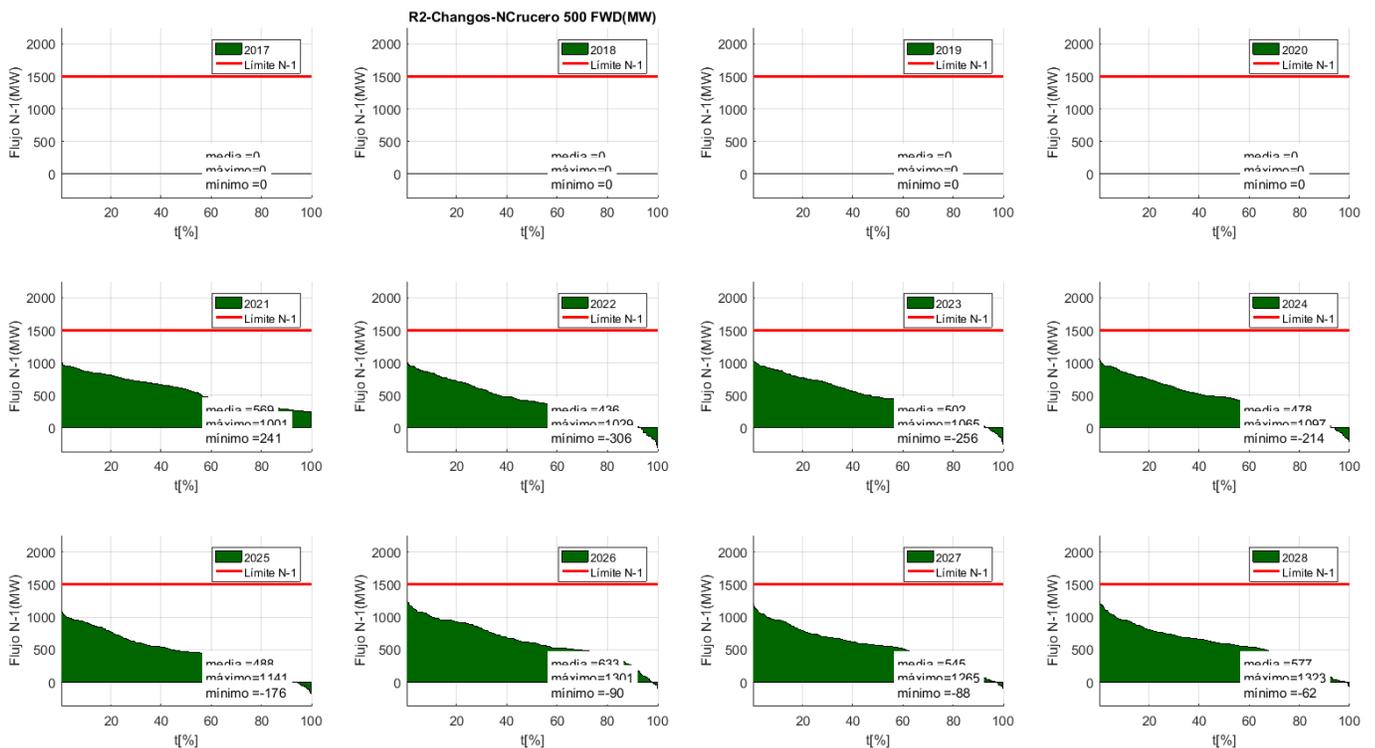


Figura 6.6: Restricción línea Los Chagos - Kapatur. Escenario Base.

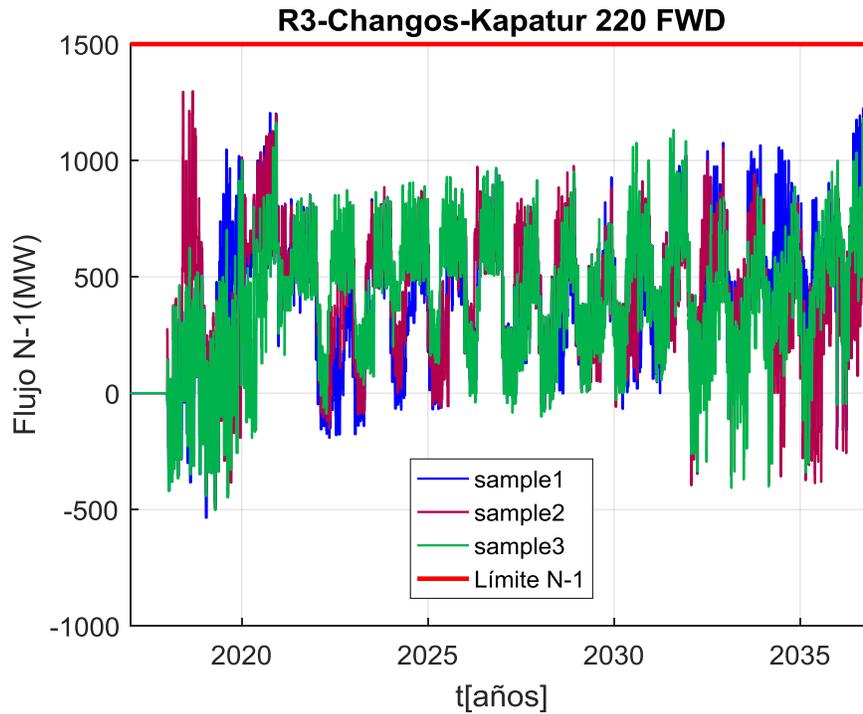


Figura 6.7: Curvas de duración de restricción asociada a línea Los Chagos - Kapatur. Escenario Base.

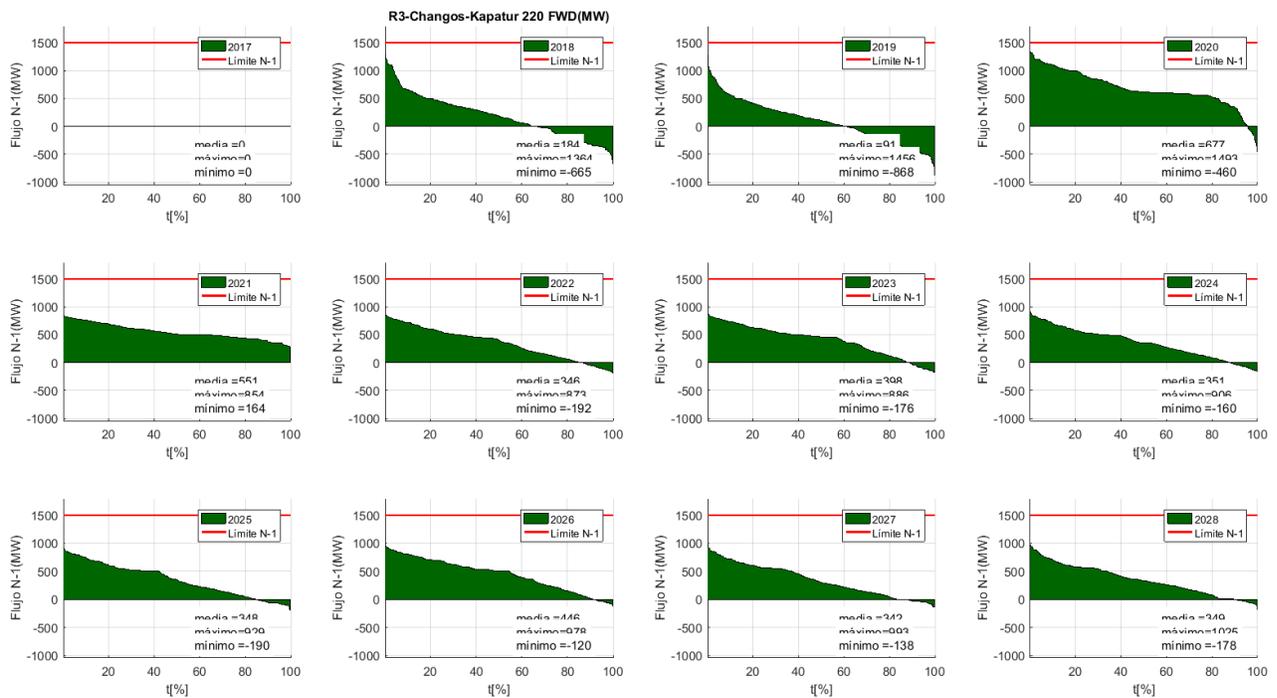


Figura 6.8: Restricción Transformador Los Chagos 500/220. Escenario Base.

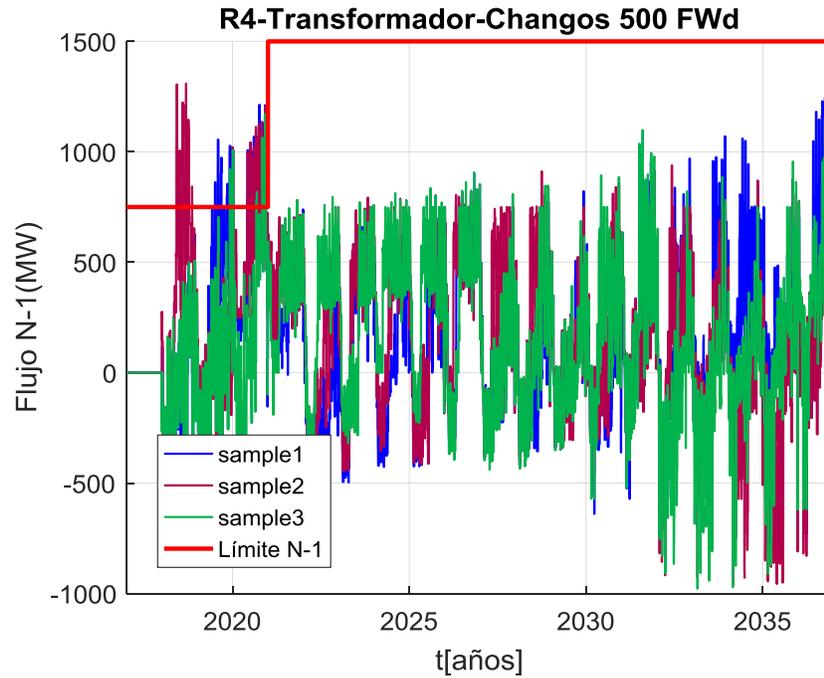
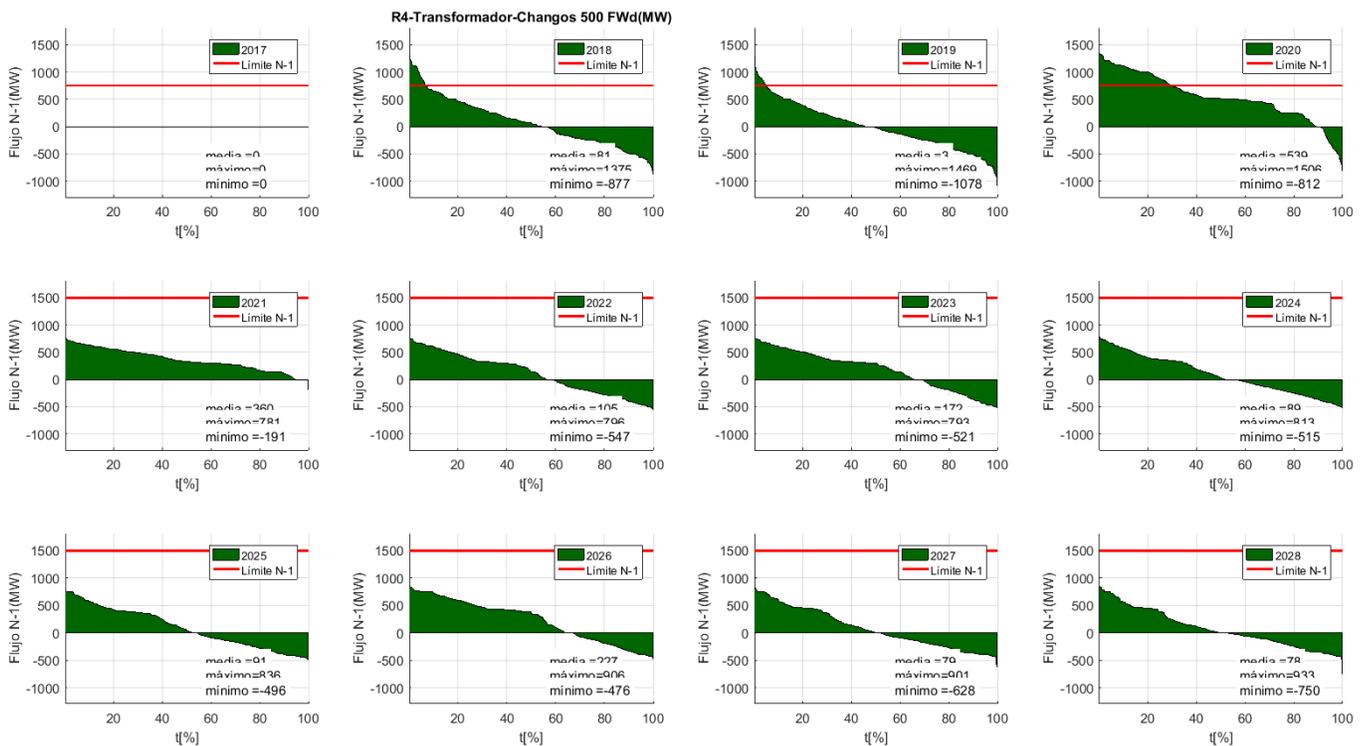


Figura 6.9: Curvas de duración de duración asociada a restricción de transformador Los Chagos 500/220. Escenario Base.



Tal como se indicó anteriormente:

- ✓ La capacidad de transformación en S/E Kimal no sería suficiente en el período de 2021 en adelante para permitir alcanzar los flujos máximos de diseño de la interconexión, sin embargo, dicha restricción dependería de los escenarios de despacho considerados para condición de alto flujo entre SIC y SING, pudiendo limitar los flujos entre ambos sistemas a niveles inferiores a 1500 MVA, pero sólo en determinadas condiciones de operación. En base a lo anterior, se deberá evaluar económicamente la necesidad de ampliación de este tramo de transformación.

6.1.1.2 Alternativas de expansión analizadas.

Por tratarse de equipos de transformación las instalaciones que podrían imponer restricciones de transmisión, se recomienda evaluar la necesidad de un Nuevo Banco de Transformación en S/E Kimal, mientras que en S/E Los Changos, adelantar el requerimiento de puesta en servicio del Tercer Banco de Autotransformadores, actualmente en proceso de licitación en el marco de las obras de expansión troncal requeridas en el Decreto 158/2015.

Alternativa de expansión a evaluar:

- ✓ Tercer Banco de Transformación 500/220 kV S/E Kimal, 750 MVA.

Análisis Sistémico

La contingencia que produce una mayor carga de los bancos de autotransformadores en S/E Kimal, corresponde a una contingencia simple en uno de ellos.

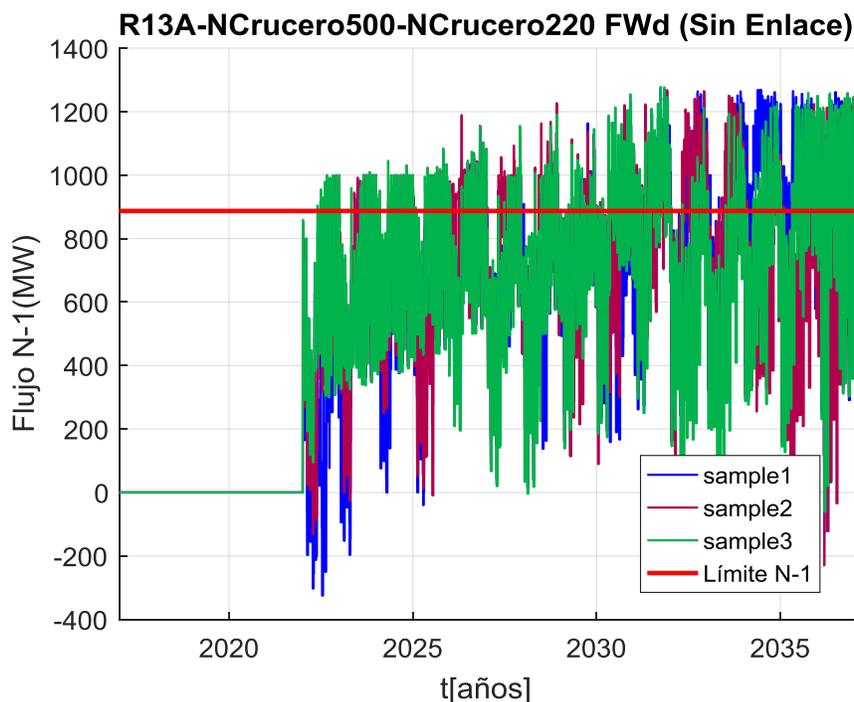
6. Restricción por contingencia en 1 Banco, Transformación 500/220 kV en S/E Kimal, con proyecto:

R13A- Kimal 500-Kimal 220

$$F_{\text{Transformación Kimal 500/220 total}} < 1585$$

Luego se realiza la simulación de la operación del sistema liberando esta restricción, de manera de ver cuánto alcanzarían los flujos bajo esta condición. La Figura 6.10 muestra las curvas temporales para de la restricción R13A, para el caso en que solo se tienen dos bancos de autotransformadores en S/E Kimal.

Figura 6.10: Gráfico temporal restricción R13A. Escenario Base, sin proyecto.



En la figura anterior, se puede observar que los flujos por el transformador excederían el máximo admisible para ciertas hidrologías en el escenario base. Por esta razón, se hace necesario realizar una evaluación de la alternativa de expansión propuesta anteriormente.

6.1.1.3 Evaluación de las alternativas de expansión

Para realizar una evaluación de la alternativa de expansión, se realiza una simulación de largo plazo de la operación del sistema, considerando los casos con y sin un tercer banco de autotransformadores en S/E Kimal, así como también las restricciones sistémicas para cada caso. El resultado del comportamiento temporal de estas restricciones se muestra en Figura 6.11 y Figura 6.12.

Figura 6.11: Gráfico temporal restricción R13A. Escenario Base, sin proyecto.

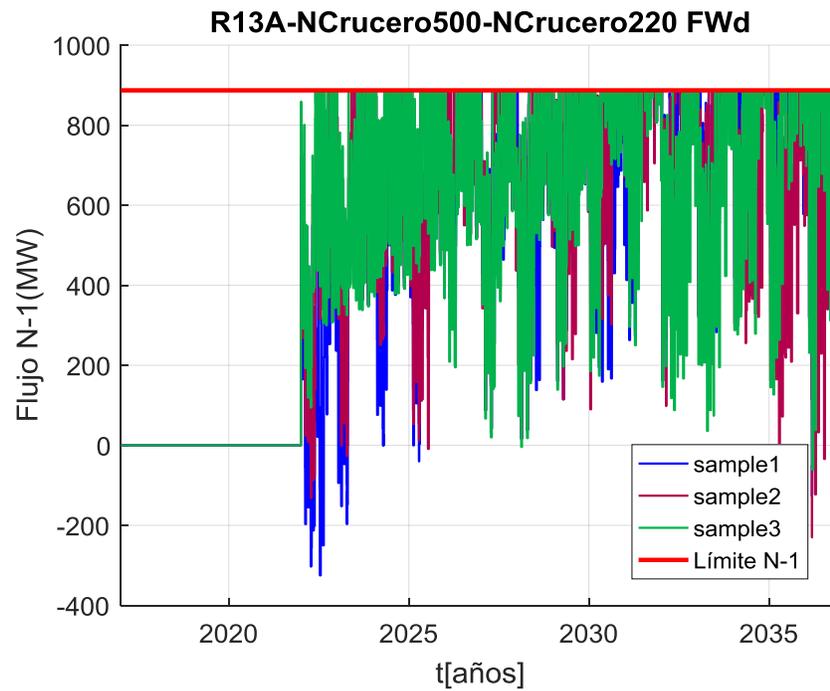
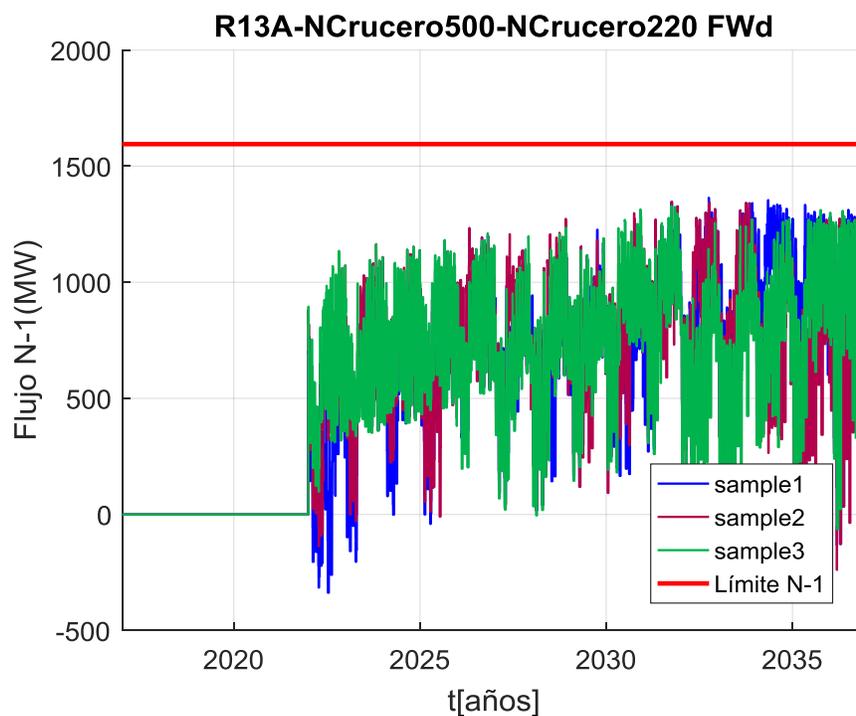


Figura 6.12: Gráfico temporal restricción R13A. Escenario Base, con proyecto.



De las figuras anteriores, se puede ver que el proyecto de un tercer banco de autotransformadores en S/E Kimal, alivia la restricción sistémica asociada a la capacidad de transformación en esta subestación.

En la Tabla 6.3 se muestra la evaluación económica de esta alternativa de expansión.

Tabla 6.3: Evaluación económica de tercer Banco de Autotransformadores 500/220 750 MVA en S/E Kimal. Escenario Base.

Tercer Banco de Autotransformadores 500/220, 750 MVA, en S/E Kimal					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2017	1.169.361	1.169.361	-	-	-
2018	1.069.117	1.069.117	-	-	-
2019	1.121.182	1.121.182	-	2.836	- 2.836
2020	1.286.613	1.286.613	-	5.671	- 5.671
2021	1.058.619	1.058.619	-	19.849	- 19.849
2022	1.306.939	1.306.771	169	567	- 398
2023	1.283.695	1.283.660	35	567	- 532
2024	1.458.178	1.457.329	849	567	282
2025	1.619.215	1.619.044	171	567	- 396
2026	1.366.147	1.365.555	593	567	26
2027	1.844.281	1.844.729	- 449	567	- 1.016
2028	1.858.028	1.857.381	646	567	79
2029	1.859.385	1.858.016	1.369	567	802
2030	2.129.962	2.127.673	2.288	567	1.721
2031	2.030.798	2.021.067	9.731	567	9.164
2032	2.532.346	2.524.113	8.233	567	7.666
2033	2.666.712	2.665.390	1.322	567	755
2034	2.689.665	2.679.715	9.950	567	9.383
2035	2.919.743	2.904.862	14.881	567	14.314
2036	2.377.899	2.337.083	40.816	567	40.249
			Agua Embalsada	COMA	
Valor Residual 2037			109.409	7.116	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			63.953	27.914	36.039

Figura 6.13: Evaluación económica de tercer Banco de Autotransformadores 500/220 750 MVA en S/E Kimal. Escenario Pozo Almonte.

Tercer Banco de Autotransformadores 500/220, 750 MVA, en S/E Kimal					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2017	1.203.277	1.203.277	-	-	-
2018	1.150.178	1.150.178	-	-	-
2019	1.211.789	1.211.789	-	2.836	- 2.836
2020	1.368.889	1.368.889	-	5.671	- 5.671
2021	1.135.682	1.135.682	-	19.849	- 19.849
2022	1.460.513	1.460.348	165	567	- 402
2023	1.472.099	1.471.951	148	567	- 419
2024	1.634.774	1.634.461	313	567	- 254
2025	1.755.053	1.754.814	239	567	- 328
2026	1.447.178	1.446.797	381	567	- 186
2027	1.794.970	1.794.846	123	567	- 444
2028	1.788.541	1.788.668	- 128	567	- 695
2029	1.847.526	1.847.097	429	567	- 138
2030	1.994.776	1.992.982	1.794	567	- 1.227
2031	1.881.076	1.875.741	5.335	567	- 4.768
2032	2.514.058	2.510.267	3.791	567	- 3.224
2033	2.699.360	2.701.419	- 2.059	567	- 2.626
2034	2.758.068	2.754.946	3.122	567	- 2.555
2035	3.047.550	3.045.435	2.115	567	- 1.548
2036	2.785.304	2.767.471	17.833	567	- 17.266
			Valor Residual Ahorros	COMA	
Valor Residual 2037			13.295	7.116	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			15.979	27.914	- 11.935

Figura 6.14: Evaluación económica de tercer Banco de Autotransformadores 500/220 750 MVA en S/E Kimal. Escenario Taltal.

Tercer Banco de Autotransformadores 500/220, 750 MVA, en S/E Kimal					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2017	1.205.167	1.205.167	-	-	-
2018	1.150.809	1.150.809	-	-	-
2019	1.212.992	1.212.992	-	2.836	- 2.836
2020	1.386.329	1.386.329	-	5.671	- 5.671
2021	1.152.596	1.152.596	-	19.849	- 19.849
2022	1.460.140	1.459.943	197	567	- 370
2023	1.470.754	1.470.651	103	567	- 464
2024	1.636.766	1.636.603	163	567	- 404
2025	1.767.494	1.767.227	266	567	- 301
2026	1.456.318	1.455.919	400	567	- 167
2027	1.826.621	1.827.193	- 572	567	- 1.139
2028	1.802.574	1.803.263	- 688	567	- 1.255
2029	1.805.543	1.804.780	763	567	- 196
2030	1.948.116	1.945.318	2.798	567	- 2.231
2031	1.835.790	1.828.069	7.720	567	- 7.153
2032	2.452.986	2.447.990	4.996	567	- 4.429
2033	2.620.054	2.617.812	2.242	567	- 1.675
2034	2.683.884	2.677.750	6.133	567	- 5.566
2035	2.978.518	2.969.311	9.207	567	- 8.640
2036	2.728.759	2.706.065	22.694	567	- 22.127
			Valor Residual Ahorros	COMA	
Valor Residual 2037			73.555	7.116	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			41.568	27.914	13.654

Dado que la alternativa de expansión tiene VAN negativa para ciertos escenarios, se calcula la tabla de costos de arrepentimiento considerando que la decisión de instalación del tercer transformador en S/E Kimal puede ser tomada en el próximo proceso de propuesta de expansión de la transmisión.

Tabla 6.4: Costo de arrepentimiento para alternativa de expansión en zona de Taltal

Alternativa	Arrepentimiento (MUSD)		
	Escenario Base	Escenario Pozo Almonte	Escenario Taltal
Con Alternativa 1	-398	-402	-370
Sin Alternativa 1	0	0	0

6.1.1.4 Determinación de alternativa de expansión

A partir de los análisis realizados, la alternativa de expansión recomendada es:

- ✓ Evaluar en la próxima revisión de expansión del sistema de transmisión, la instalación de un tercer banco de transformación 500/220 kV S/E Kimal, 750 MVA.

Cabe destacar que el proyecto tiene un VAN positivo para dos de los tres escenarios. Sin embargo, tiene VAN negativo durante el primer año en que este transformador se pone en servicio, razón por la cual se decide reevaluar este proyecto en el próximo proceso de revisión de expansión del sistema de transmisión.

6.2 ZONA TALTAL – TRAMO LOS CHANGOS – CUMBRE – NUEVA CARDONES

6.2.1 ANTECEDENTES

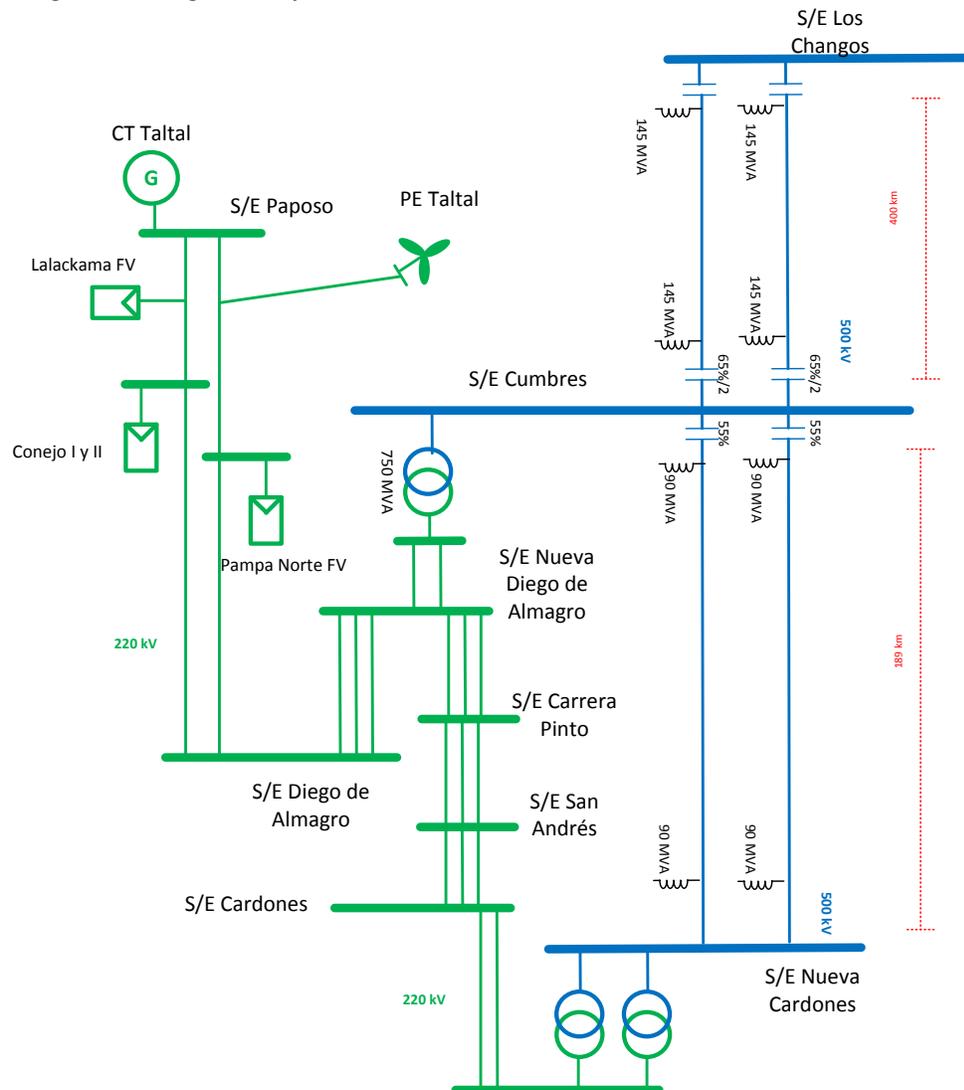
Para tener una noción más clara del sistema de transmisión en la zona de Taltal, en la Figura 6.15 se presenta un diagrama unilíneal simplificado entre las SS/EE Los Changos y Nueva Cardones.

En particular, en la Figura 6.15 se puede observar que existe un número importante de generadores conectados a lo largo de la línea 2x220 kV Paposo – Diego de Almagro, perteneciente al Sistema Dedicado. En la Tabla 6.5 se presenta el detalle de la capacidad de la línea 2x220 kV Paposo – Diego de Almagro, así como también la capacidad instalada de las centrales Lalackama, Pampa Norte, Conejo, Eólica Taltal y Térmica Taltal.

Tabla 6.5: Resumen Capacidad Instalaciones Línea Paposo - Diego de Almagro

Instalación	Capacidad [MVA]
Línea Paposo – Diego de Almagro 2x220 kV	285 a 25°
Central Fotovoltaica Lalackama	55
Central Fotovoltaica Pampa Norte	90,6
Central Fotovoltaica Conejo	104
Parque Eólico Taltal	99
Central Térmica Taltal	246,8

Figura 6.15: Diagrama Simplificado del Sistema de Transmisión en la Zona de Taltal



Dado que la capacidad de la línea Paposo – Diego de Almagro, no es suficiente para poder evacuar con criterio N-1 toda la energía producida en momentos en que las centrales ERNC se encuentran produciendo al máximo de su capacidad de manera coincidente, esta línea se encuentra operando con un esquema de desconexión automático de generación, EDAG. A esto último, también se suma la limitación en el despacho de centrales al norte de S/E Carrera Pinto producto de congestiones al sur de S/E Maitencillo. En particular, esta limitación de transmisión tiene un alto impacto económico en la operación económica del sistema, en cuanto a que provoca vertimiento de energía de bajo costo, como lo es la energía producida por las centrales ERNC. Más aún, la condición de congestión empeoraría ante escenarios con la central térmica Taltal despachada, lo que deja en evidencia la falta de capacidad de transmisión de la línea Paposo – Diego de Almagro.

En otro ámbito, el Ministerio de Bienes Nacionales lanzó durante el mes de noviembre de 2016, un proceso de licitación de terrenos fiscales en la zona de Taltal, con el objetivo que los proponentes presentes proyectos de

desarrollo de parques eólicos en esta zona, con la condición que cada proyecto debe tener una capacidad mínima de 100 MW.

Las coordenadas UTM de los vértices del terreno que se encuentra actualmente en proceso de licitación se muestran en la Tabla 6.6.

Tabla 6.6: Coordenadas UTM Terrenos en Licitación

Cuadro de Coordenadas UTM		
Vertice	DATUM WGS - 84	
	Norte	Este
A	7.244.141,17	408.363,23
B	7.244.140,92	408.540,18
C	7.244.135,53	412.348,75
D	7.238.667,82	417.944,45
E	7.238.096,61	418.416,91
F	7.238.103,47	420.208,68
G	7.236.000	422.300
H	7.234.718,41	422.298,63
I	7.234.715,67	420.025,02
J	7.234.736,85	415.199,97
K	7.236.963,12	408.841,50
L	7.238.650,38	408.542
M	7.241.645,27	408.010,39

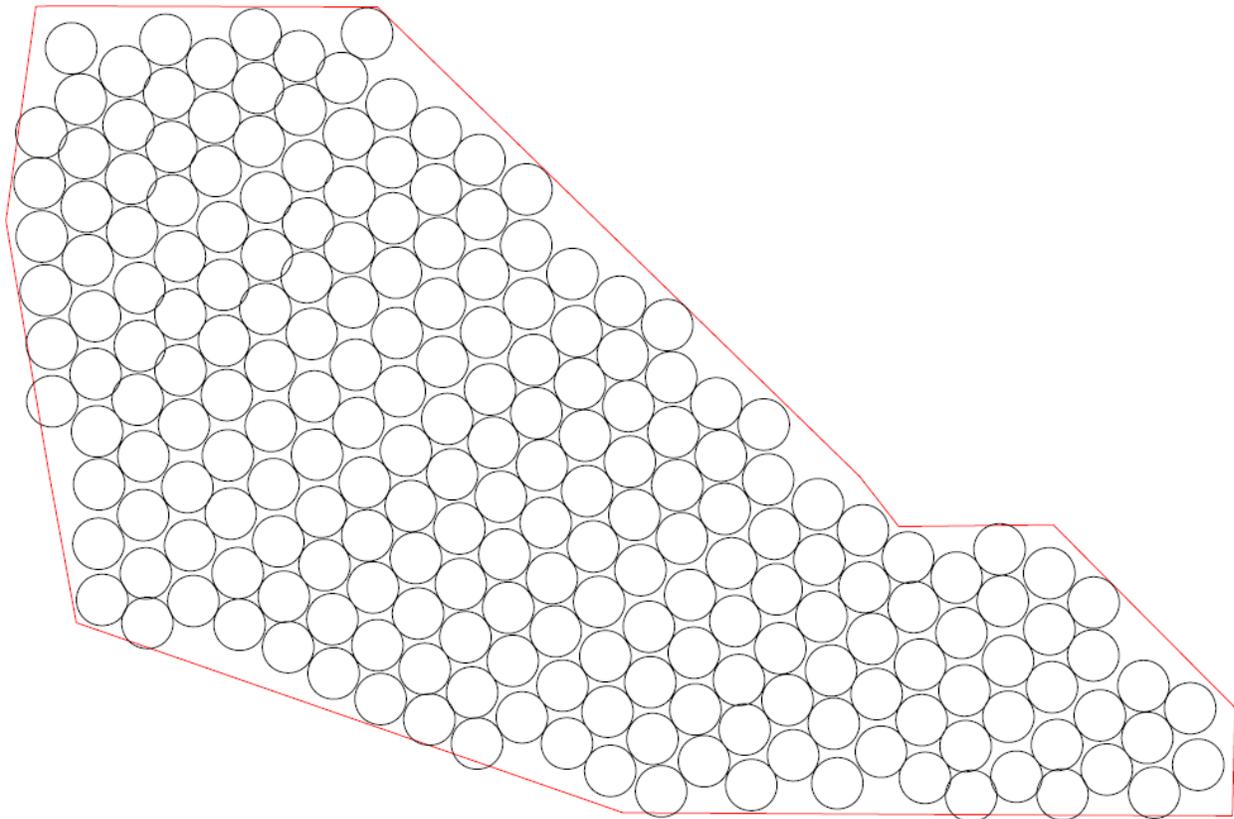
En la Figura 6.16 se muestran los terrenos que se encuentran actualmente en proceso de licitación por parte del Ministerio de Bienes Nacionales, así como también las instalaciones del sistema de transmisión aledañas a esta zona.

Figura 6.16: Terrenos de la licitación Taltal



El terreno descrito anteriormente, tiene un área aproximada de 7.945 hectáreas. Si se considera que cada aerogenerador posee un radio de seguridad de 300 m de distancia, se tendría una situación como la que se presenta en la Figura 6.17.

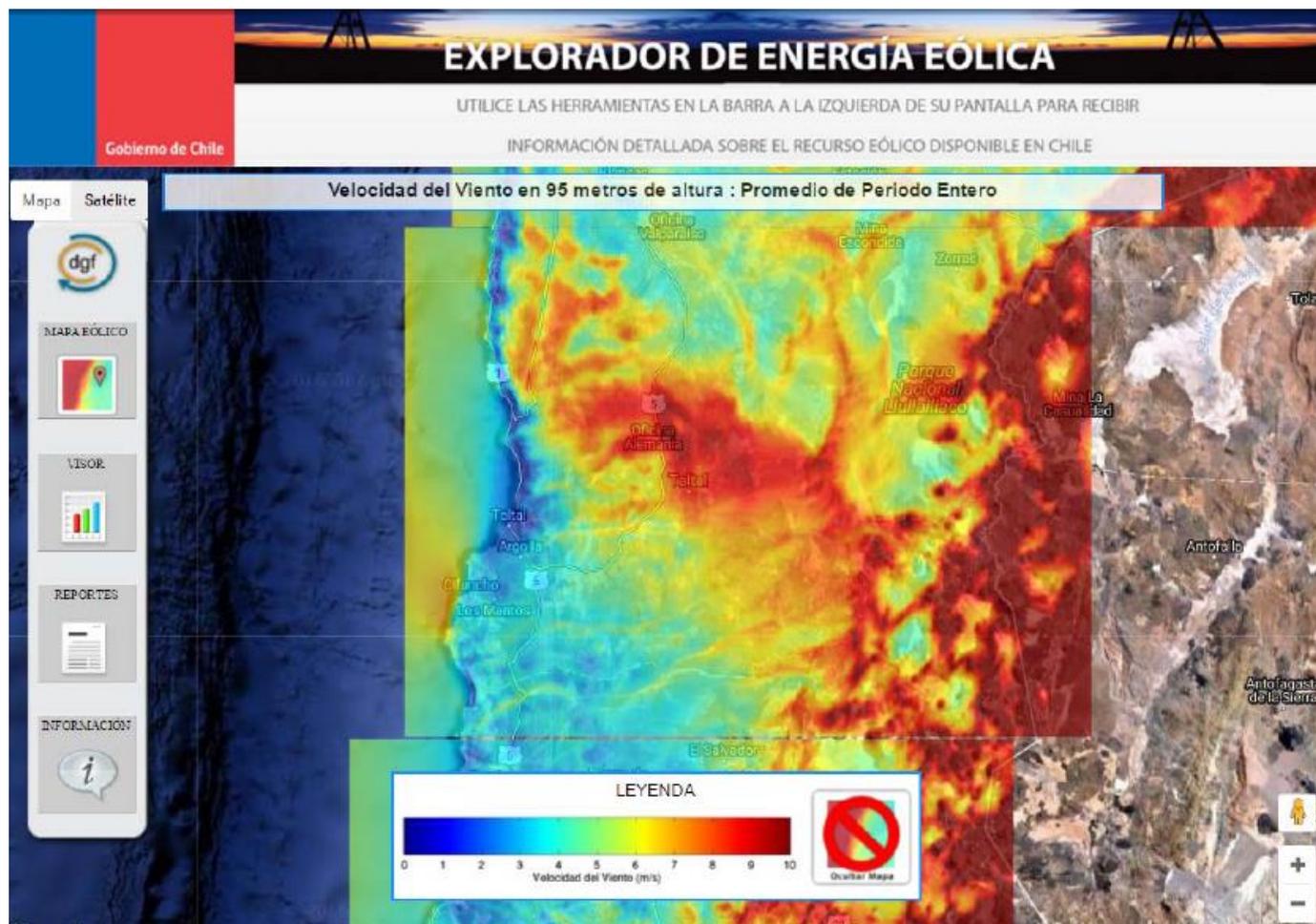
Figura 6.17: Diagrama hecho a escala de terreno licitación Taltal y aerogeneradores con su zona de seguridad



En base a lo anterior, se podrían instalar, por lo menos 217 aerogeneradores en dicho terreno. Adicionalmente, si se considera que existen diseños de aerogeneradores capaces de entregar desde 2,0 hasta 5,0 MW, es decir, la capacidad instalada del área podría variar entre 400 y 1100 MW, tan solo considerando la instalación de aerogeneradores dentro del terreno en licitación. A pesar de esto, tal como se muestra en la Figura 6.16, el único punto de conexión cercano en la zona corresponde a la línea Dedicada Parque Eólico Taltal – Tap Enel 1x220 kV, la cual tiene una capacidad de 240 MVA, lo que no es suficiente para inyectar toda la energía que se podría generar con aerogeneradores dentro del terreno que se encuentra en licitación. Más aún, dado que esta línea llega a un tap off en la línea Paposo – Diego de Almagro, un aumento en la inyección en el extremo del Parque Eólico Taltal, elevaría dramáticamente el nivel de congestión de la línea Paposo – Diego de Almagro, incrementándose de esta manera aún más el vertimiento de energía de bajo costo, aumentando consecuentemente el costo total de operación del sistema en el largo plazo.

Cabe destacar que, a partir de la información del Explorador de Energía Eólica del Ministerio de Energía, así como también de generación histórica que posee el Coordinador, se puede observar el alto factor de planta que tendría un parque eólico instalado en la zona de Taltal. En la Figura 6.18 se muestra un mapa ilustrativo donde se observan cualitativamente la magnitud del promedio de la velocidad del viento en esta área, en comparación con otras zonas.

Figura 6.18: Mapa ilustrativo de velocidad de viento promedio entregado por el explorador eólico para la zona de Taltal



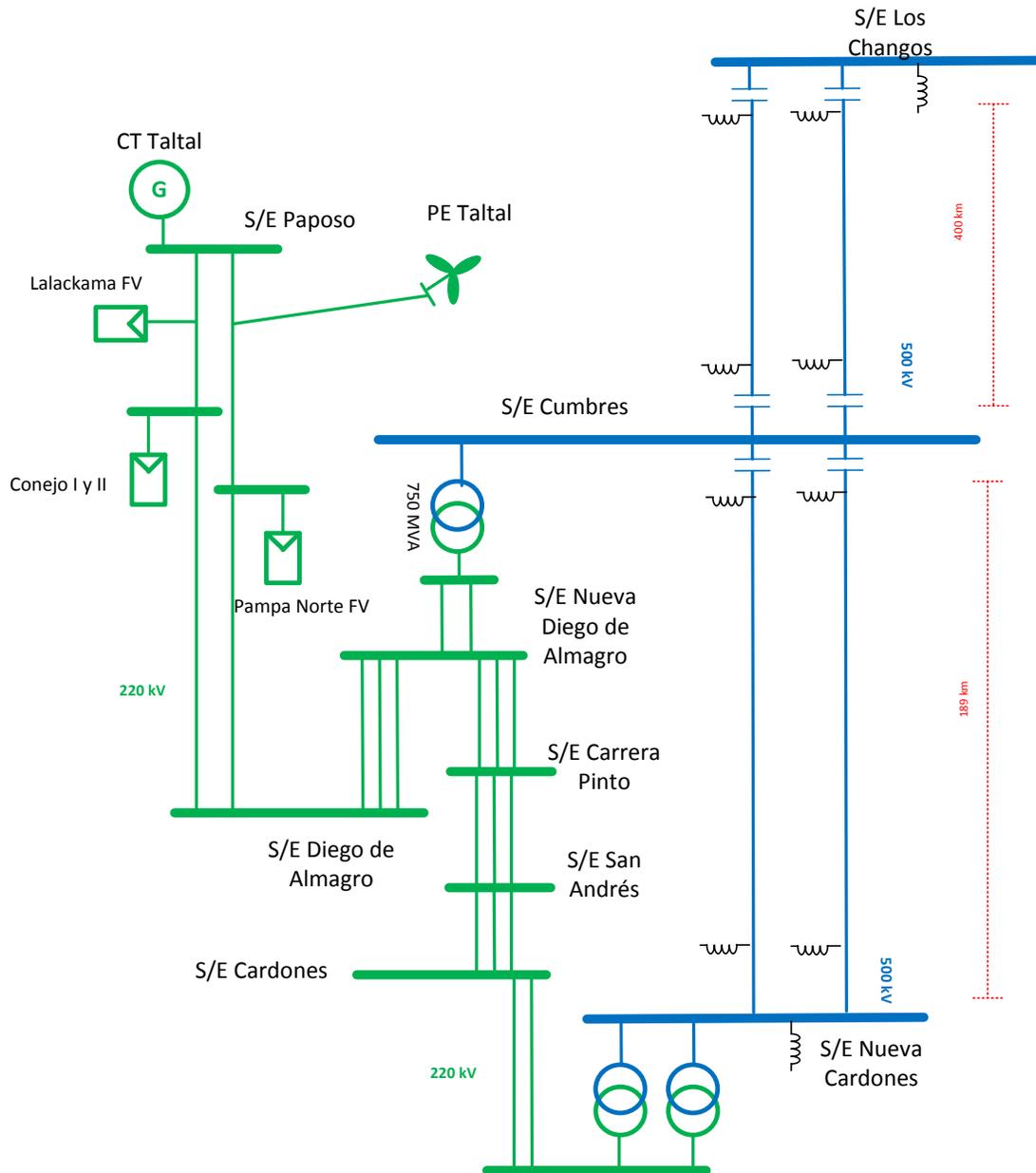
El alto factor de planta que tendrían los aerogeneradores que se instalen en esta zona, también se reflejaría en el nivel de energía vertida si es que los potenciales parques eólicos inyectan en la subestación del Parque Eólico Taltal, único punto de conexión existente a la fecha en la zona de Taltal.

Por otro lado, la línea Los Changos – Cumbre 2x500 kV tiene holgura suficiente gran parte del tiempo como para recolectar la inyección de los parques eólicos que se podrían instalar en la zona de Taltal, sumándose a esto último la proximidad de esta línea al terreno que se encuentra licitando el Ministerio de Bienes Nacionales. Sin embargo, en las condiciones actuales no existen puntos de conexión intermedios en la línea Los Changos – Cumbre 2x500 kV, siendo posible solo la conexión en alguno de los extremos de esta línea de 400 km de longitud, esto quiere decir, sólo en S/E Los Changos ó S/E Cumbre.

6.2.1.1 Flujos esperados en el largo plazo

En la Figura 6.19 se presenta un diagrama simplificado donde se identifican las contingencias críticas que congestionan alguna de las instalaciones del sistema de transmisión entre SS/EE Los Changos y Nueva Cardones.

Figura 6.19: Diagrama simplificado del sistema de transmisión entre SS/EE Los Changos y Nueva Cardones



Las contingencias críticas identificadas para el sistema de transmisión en la zona de Taltal corresponden a las desconexiones forzadas de circuitos de alguno de los circuitos de las líneas Paposo – Diego de Almagro, Cumbres – Nueva Cardones o bien, alguna contingencia en el Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Cumbres.

Análisis Sistémico

A pesar de lo anterior, para el cumplimiento del criterio de seguridad N-1, se identificaron todas las restricciones de transmisión que permiten no superar la capacidad de estos tramos ante escenarios de contingencia:

1. Restricción por contingencia en circuito de línea 2x220 kV Paposo – Diego de Almagro:

R1A- Paposo – Diego de Almagro 220

$$F_{\text{Conejo-Diego de Almagro}} + F_{\text{Pampa Norte FV-Diego de Almagro}} < 285$$

2. Restricción por contingencia en transformador Cumbres 220/500:

R1B- San Andrés – Cardones 220

$$F_{\text{San Andrés-Cardones c2 L2}} + 0,319 F_{\text{Transformador Cumbres 220/500}} < 343$$

3. Restricción por contingencia en circuito de Línea 2x500 kV Cumbres – Nueva Cardones:

R1C- Cumbres – Nueva Cardones 500

$$0,8755 F_{\text{Línea Cumbres-NuevaCardones 2x500}} < 1500$$

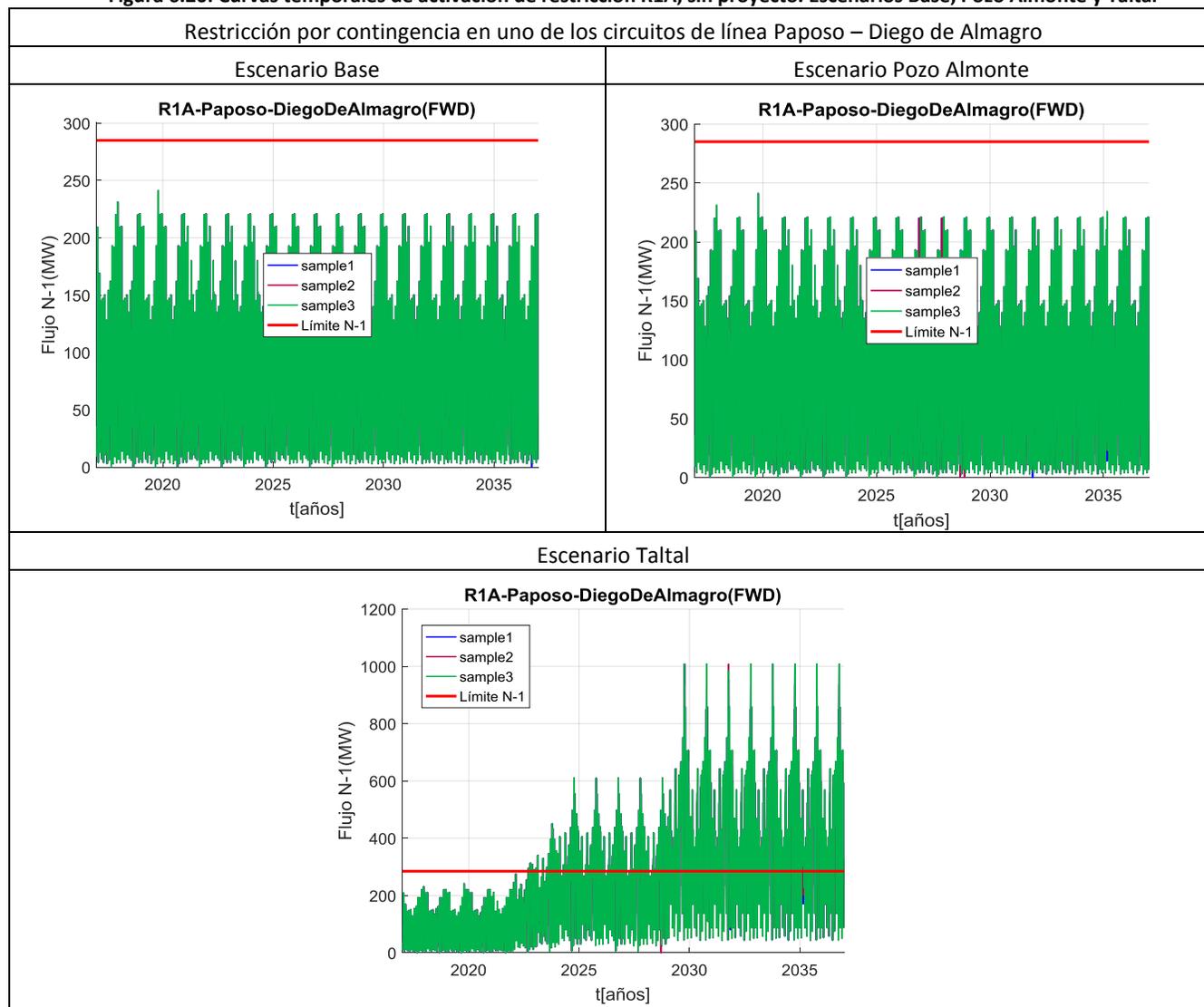
Cabe destacar que la línea Paposo – Diego de Almagro 2x220 kV, se encuentra conectada de manera radial a la subestación Diego de Almagro, razón por la que cuando ocurre una falla en alguno de sus circuitos, los flujos se traspasan por completo al circuito que se mantiene en servicio, salvo para el caso en que la falla se produce en un tramo que contiene un tap-off, donde también habría desconexión de la central que se conecta en tap off en dicho tramo.

Por otro lado, la contingencia en el transformador Cumbre 220/500, provoca que los flujos que suben en S/E Cumbre desde el sistema de 220 kV al sistema de 500 kV fluyan hacia el sur, subiendo al sistema de 500 kV en S/E Nueva Cardones. Sin embargo, dada la alta generación en conectada en S/E Diego de Almagro hacia al norte, la capacidad de las líneas San Andrés – Cardones no es suficiente.

Finalmente, ante una falla en uno de los circuitos de la línea Cumbre – Nueva Cardones 2x500 kV, los flujos se distribuyen en su gran mayor parte dentro del sistema de 500 kV, traspasándose solo un pequeño porcentaje al sistema de 220 kV (cerca de un 13%), producto del enmallamiento existente en esa zona.

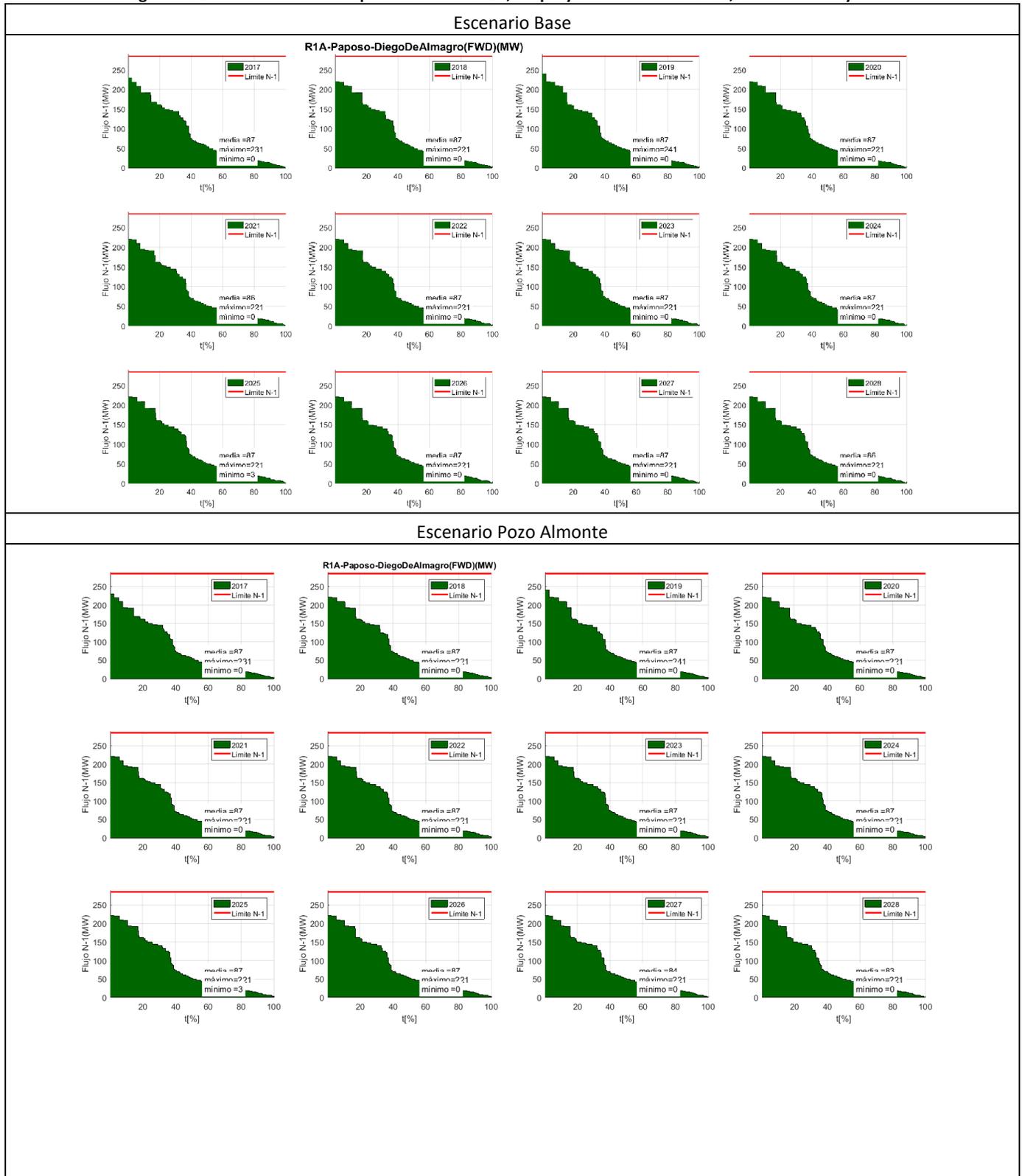
Para efectos de poder evaluar cualitativa y cuantitativamente la activación de las restricciones descritas anteriormente, se simula la operación del sistema en un horizonte de 20 años, en donde para todos los escenarios también se consideran las restricciones de la interconexión SING-SIC y la restricción de inercia del SING. Los resultados de la activación de restricciones asociadas a instalaciones cercanas a la zona de Taltal, así como también las curvas de duración para estas restricciones (liberadas) en los años 2017-2028 se presentan desde la Figura 6.20 hasta la Figura 6.25.

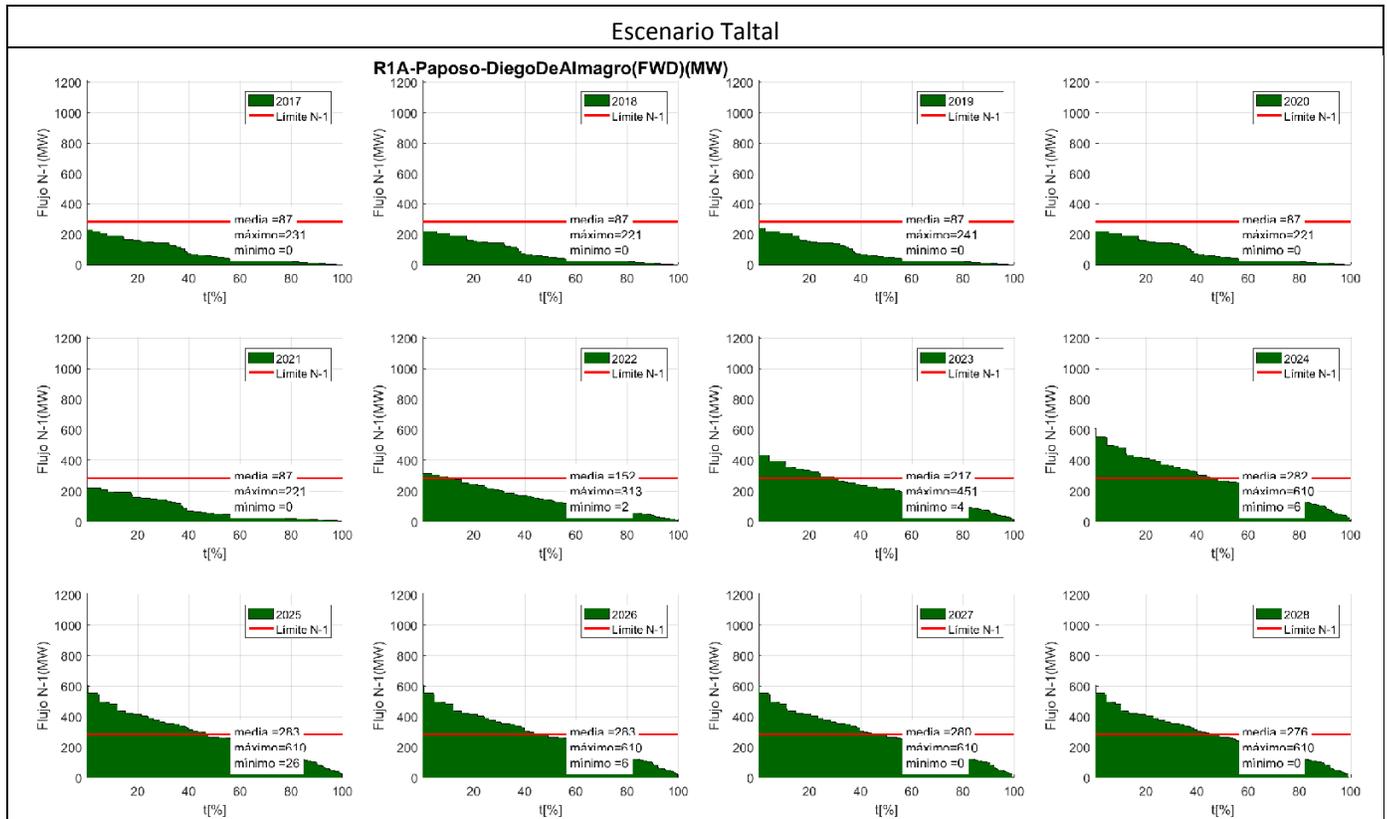
Figura 6.20: Curvas temporales de activación de restricción R1A, sin proyecto. Escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal



En la Figura 6.20 se puede observar que para el escenario Taltal, a partir del año 2023 se podrían producir congestiones en la línea Paposo – Diego de Almagro. Esto se debe principalmente a que, para este escenario, se considera la conexión de nuevos proyectos de generación eólica en la S/E del Parque Eólico Taltal. Para evaluar la profundidad de esta congestión, en la Figura 6.21 se muestran las curvas de duración de esta restricción para los escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal.

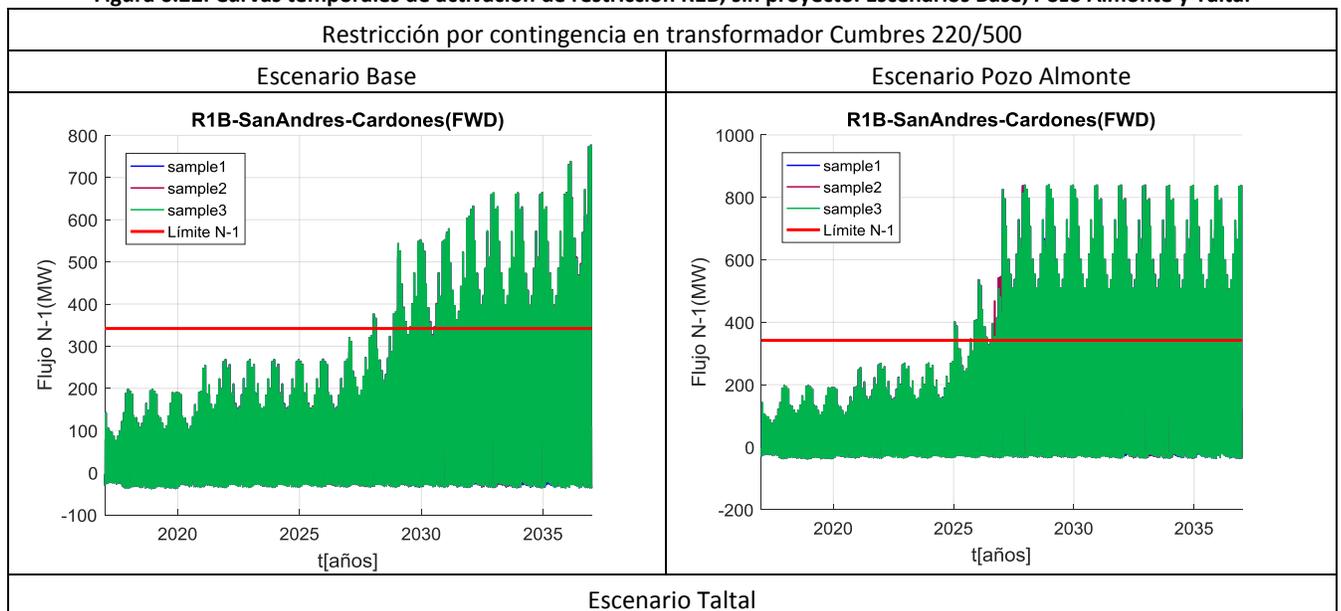
Figura 6.21: Curvas de duración para restricción R1A, sin proyecto. Escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal

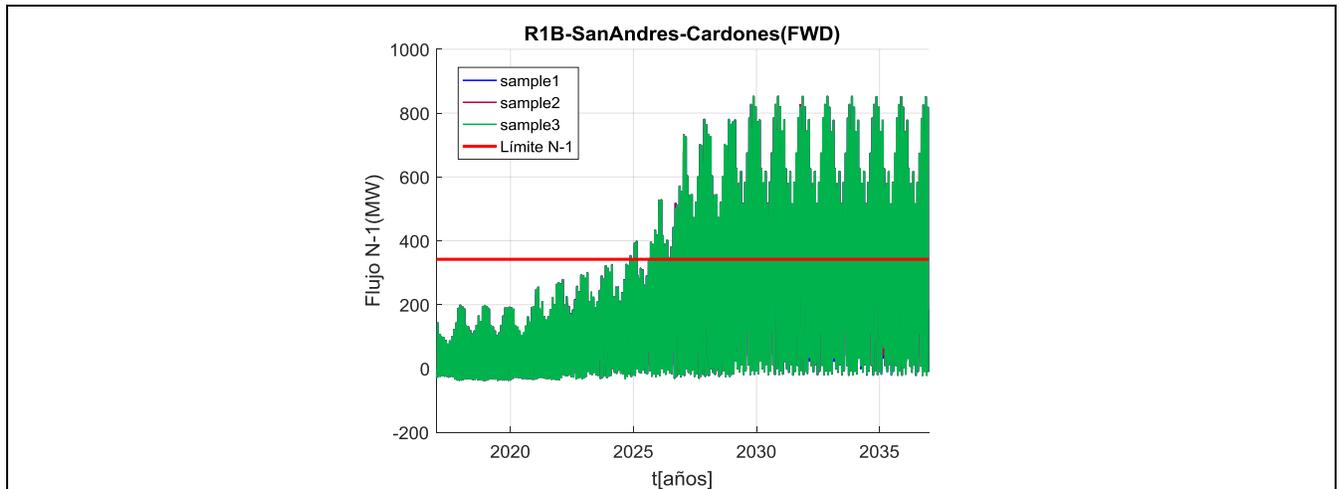




A partir de estos resultados, se puede observar que, a partir del año 2024, la activación de la restricción R1A alcanzaría valores máximos cercanos al doble de su valor admisible. Por otro lado, también se muestran las curvas temporales de activación de la restricción R1B para los escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal.

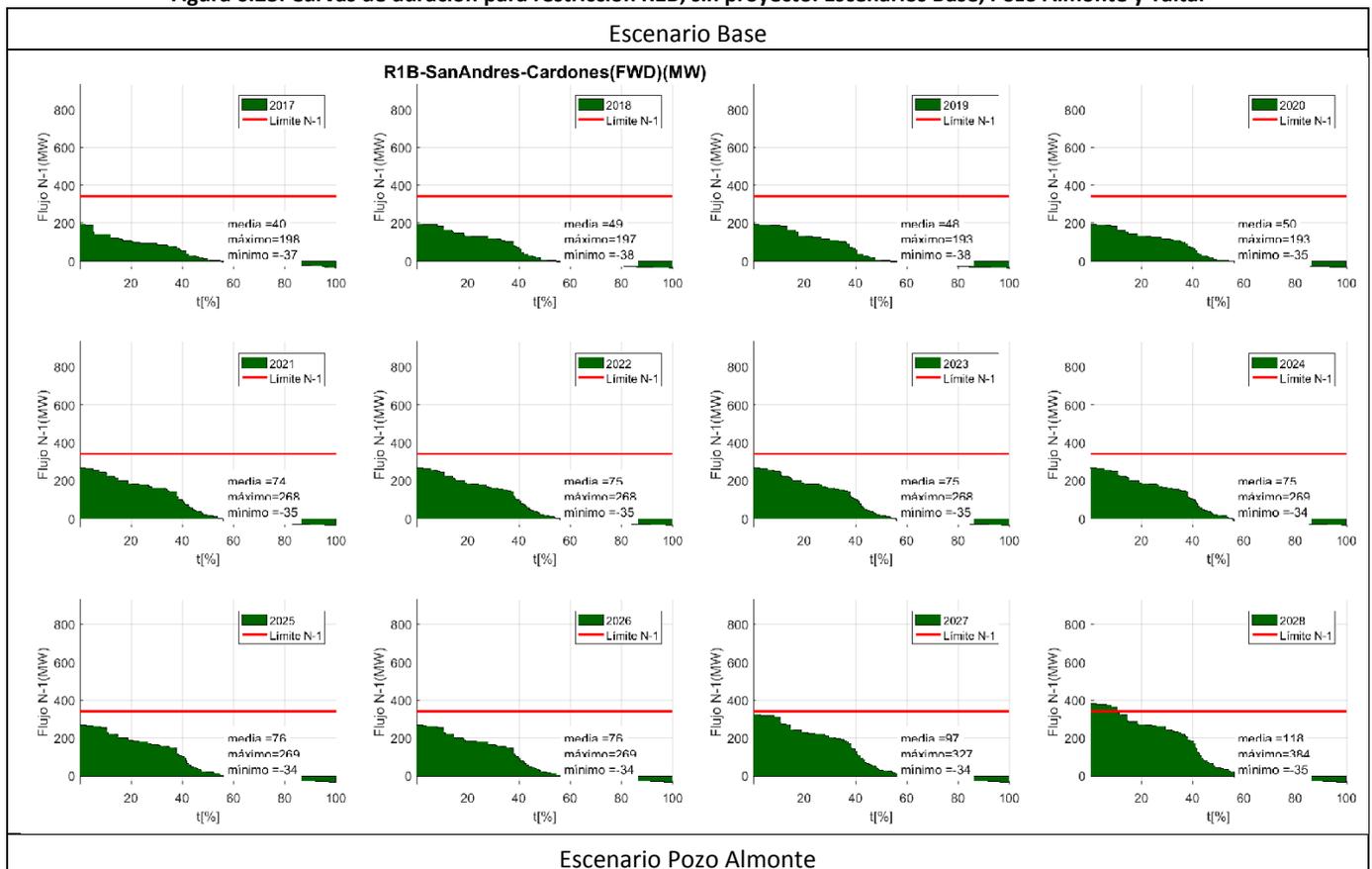
Figura 6.22: Curvas temporales de activación de restricción R1B, sin proyecto. Escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal

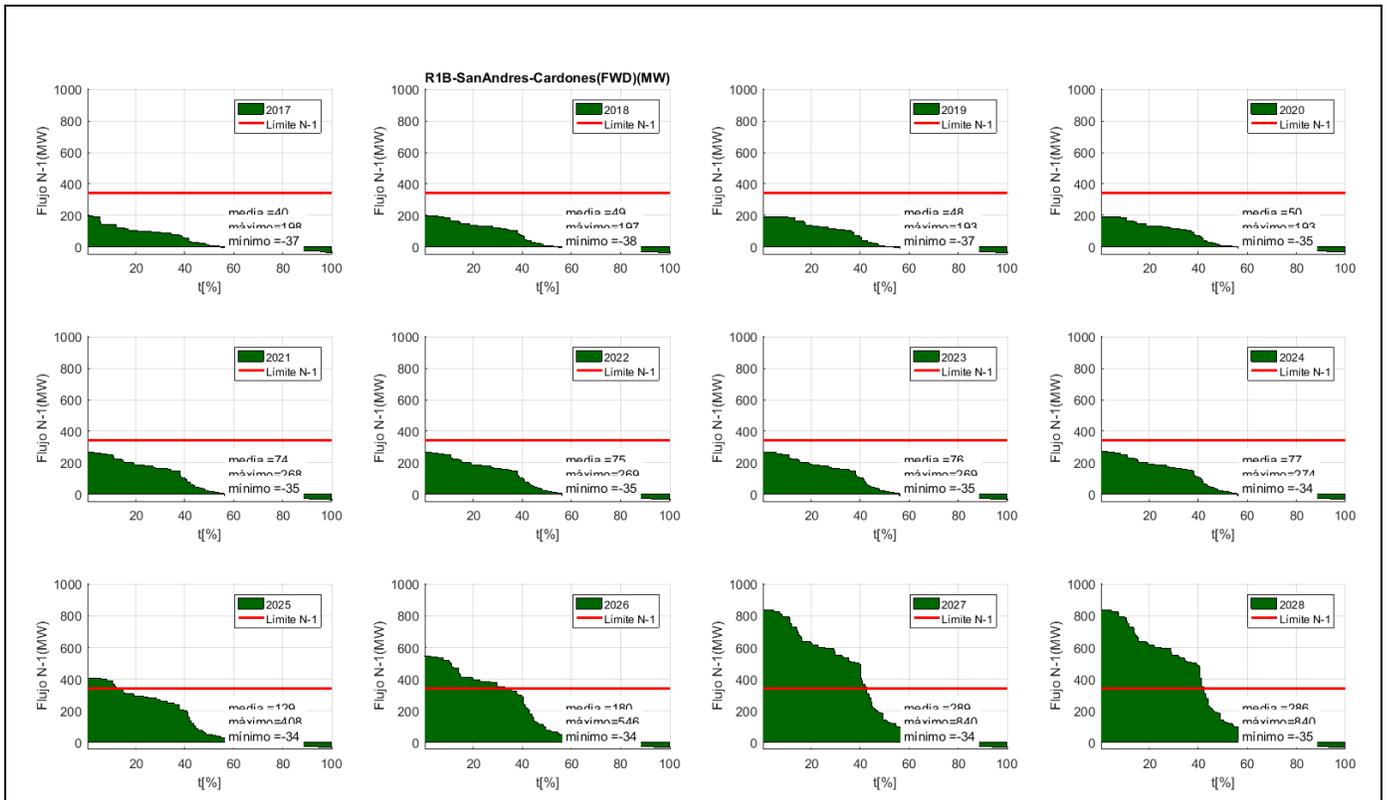




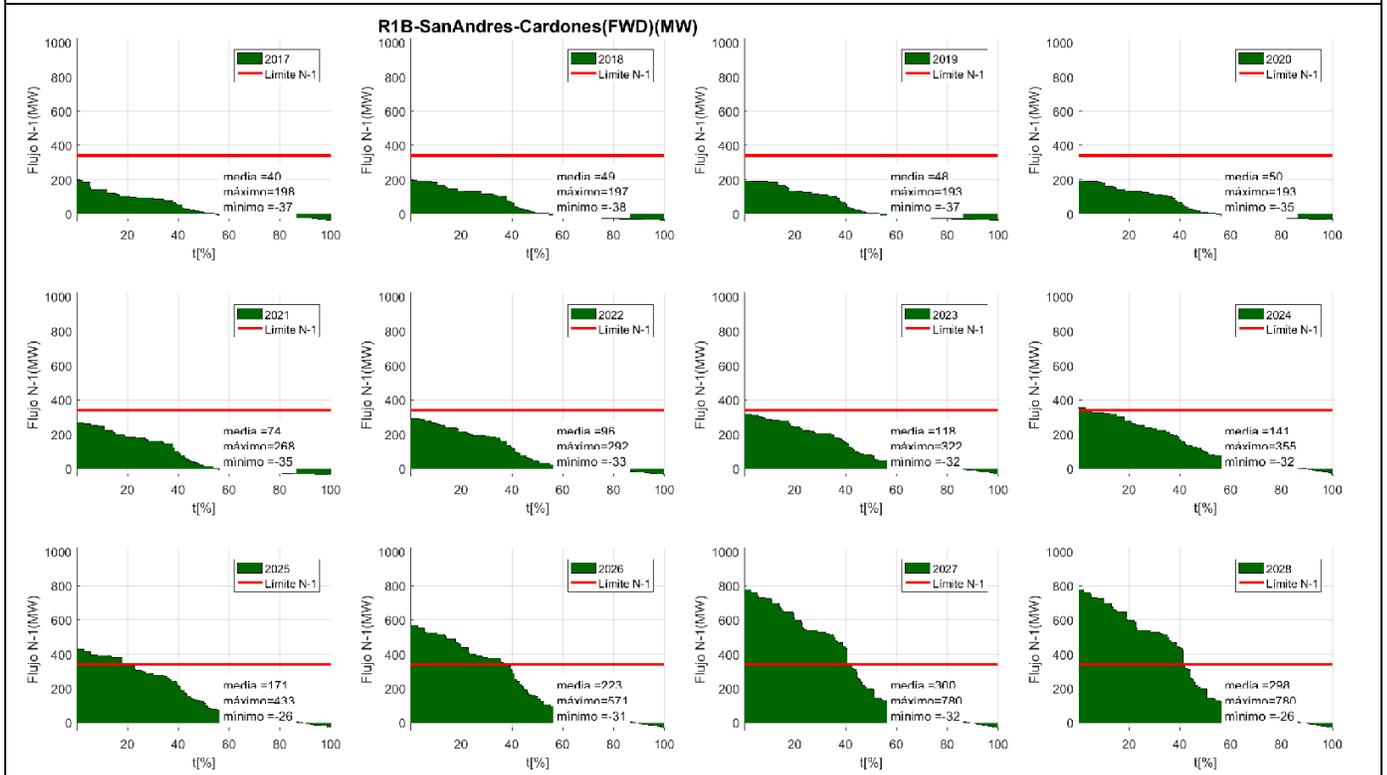
Tal como se muestra en la Figura 6.22, para todos los escenarios la restricción R1B, asociada a una contingencia simple en el transformador Cumbres 220/500, provocaría una congestión en uno de los circuitos de la línea San Andrés – Cardones. Para analizar la profundidad de estas congestiones, en la Figura 6.23 se presentan las curvas de duración asociadas a la activación de la restricción R1B descrita anteriormente.

Figura 6.23: Curvas de duración para restricción R1B, sin proyecto. Escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal



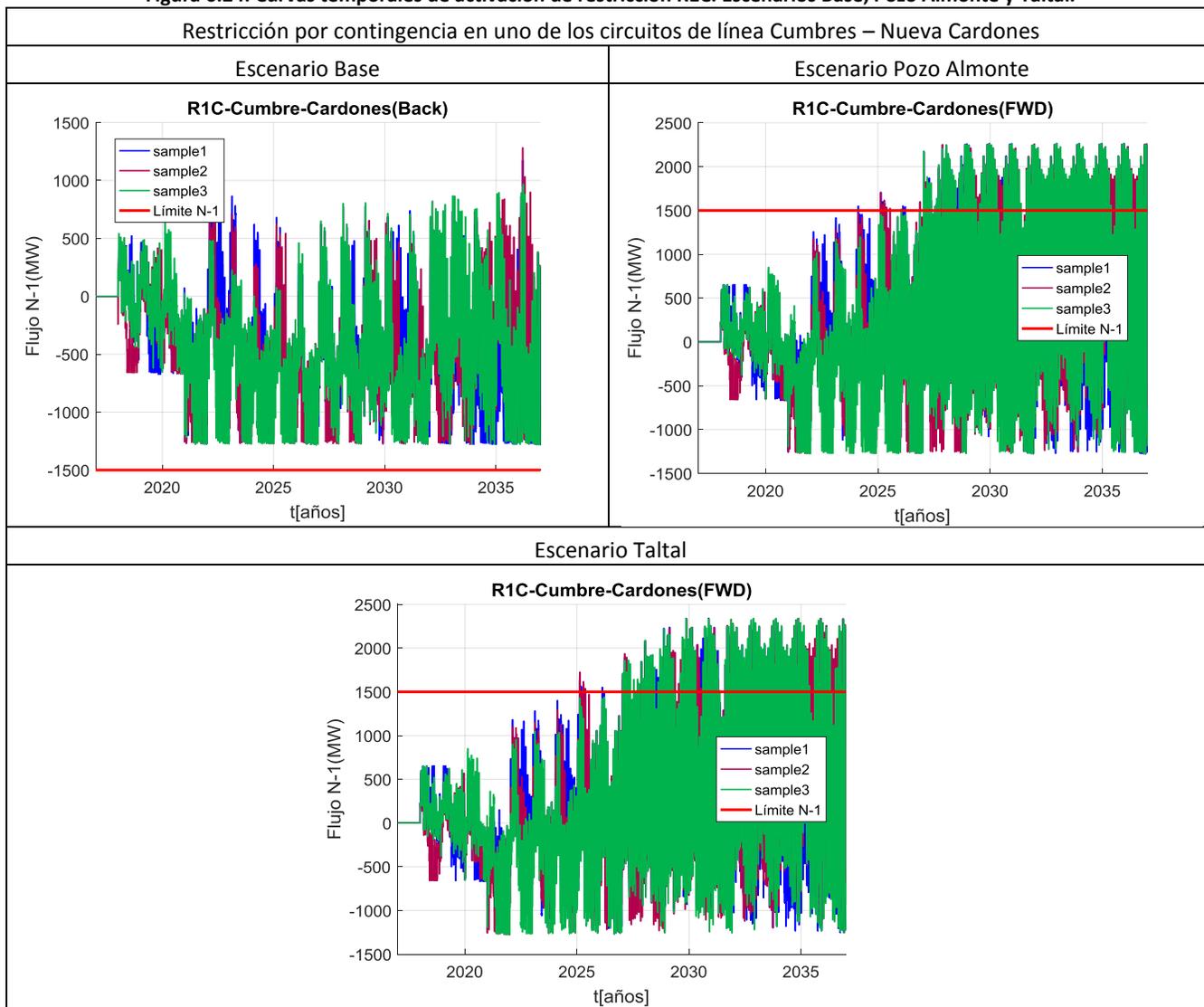


Escenario Taltal



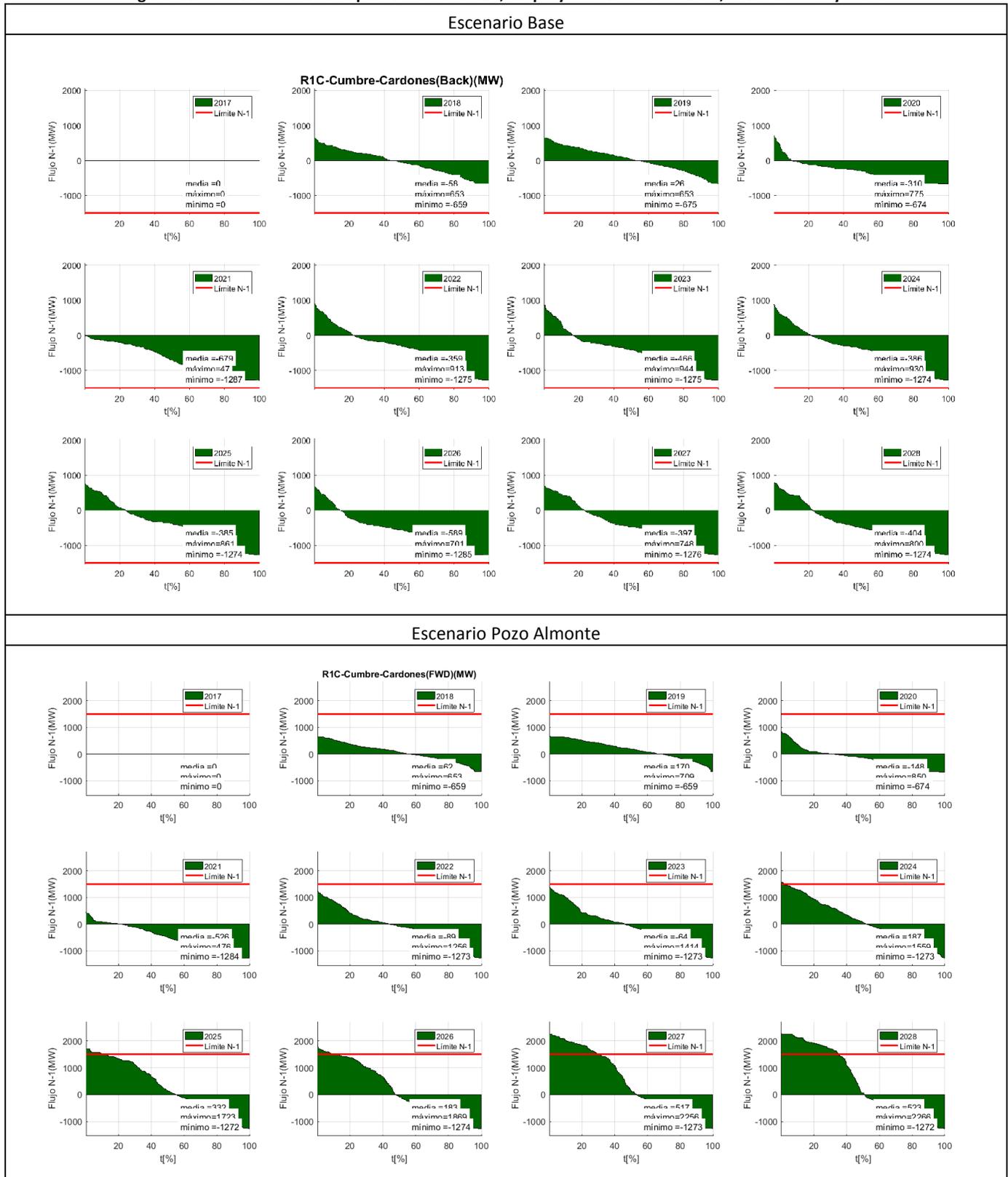
De la misma forma, en la Figura 6.24 se puede ver como se activa la restricción R1C, asociada a la contingencia en uno de los circuitos de la línea Cumbre – Nueva Cardones 2x500 kV.

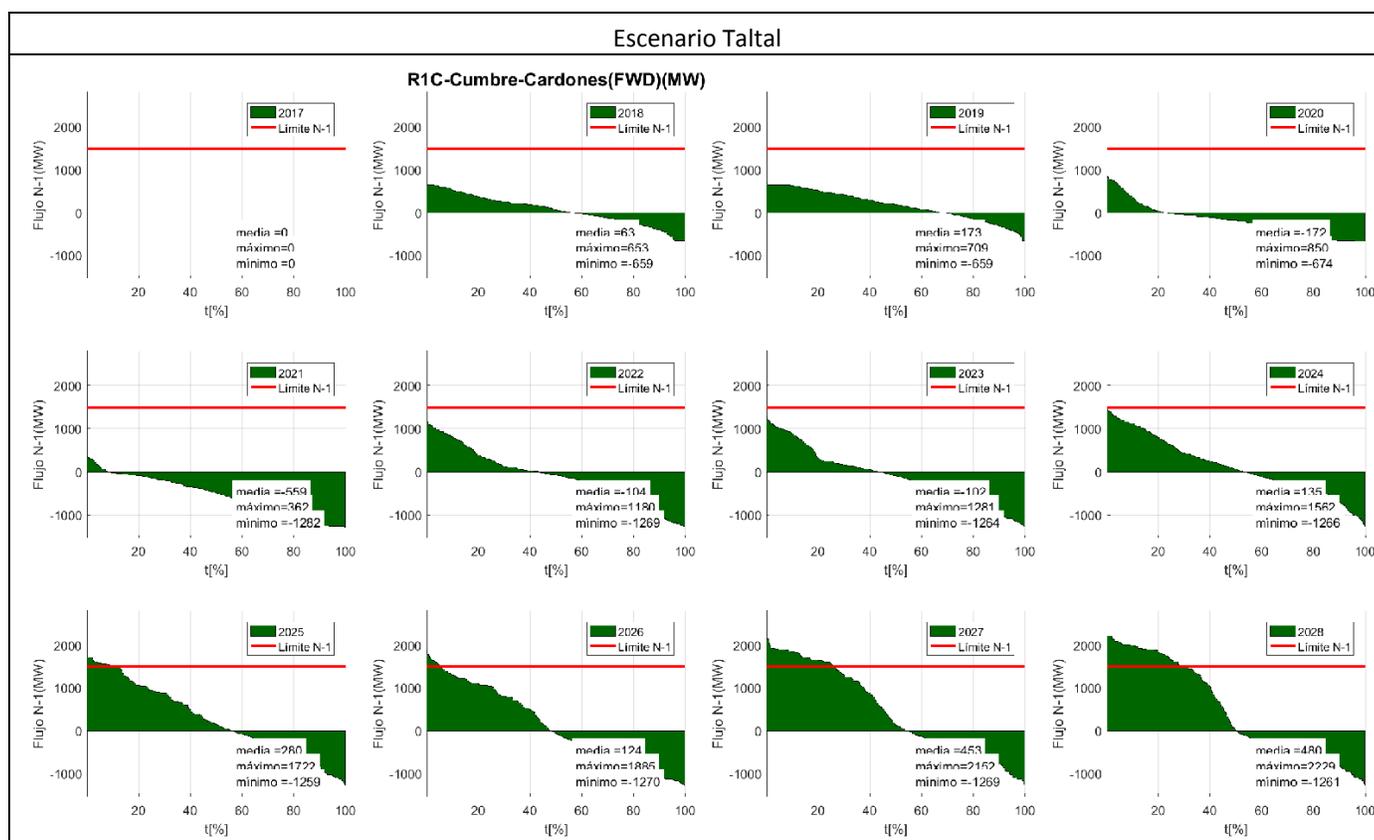
Figura 6.24: Curvas temporales de activación de restricción R1C. Escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal.



En la Figura 6.24 se observa que esta restricción se sobrepasa su límite admisible para los escenarios Pozo Almonte y Taltal. Al igual que para las restricciones anteriores, se evalúa la profundidad de estas congestiones por medio de curvas de duración mostradas en la Figura 6.25

Figura 6.25: Curvas de duración para restricción R1C, sin proyecto. Escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal





A partir de los gráficos anteriores, se puede observar que las restricciones asociadas a contingencias en el transformador de Cumbre 220/500 o en la línea Cumbre – Nueva Cardones 2x500 kV, se activan en todos los escenarios simulados. Por otro lado, la restricción asociada a la línea Paposo – Diego de Almagro 2x220 kV, sólo se activa para los escenarios Pozo Almonte y Taltal, esto se debe principalmente a que la central térmica Taltal no se despacha debido a su alto costo variable. Sin embargo, ésta podría ser despachada por razones de seguridad, viéndose limitadas de esta manera las centrales ERNC que se conectan a la línea Paposo – Diego de Almagro, provocándose consecuentemente vertimiento de energía de bajo costo.

6.2.1.2 Alternativas de expansión analizadas

Con el fin de disminuir las congestiones que se prevén en el largo plazo, se propone la siguiente alternativa de expansión:

Alternativa 1:

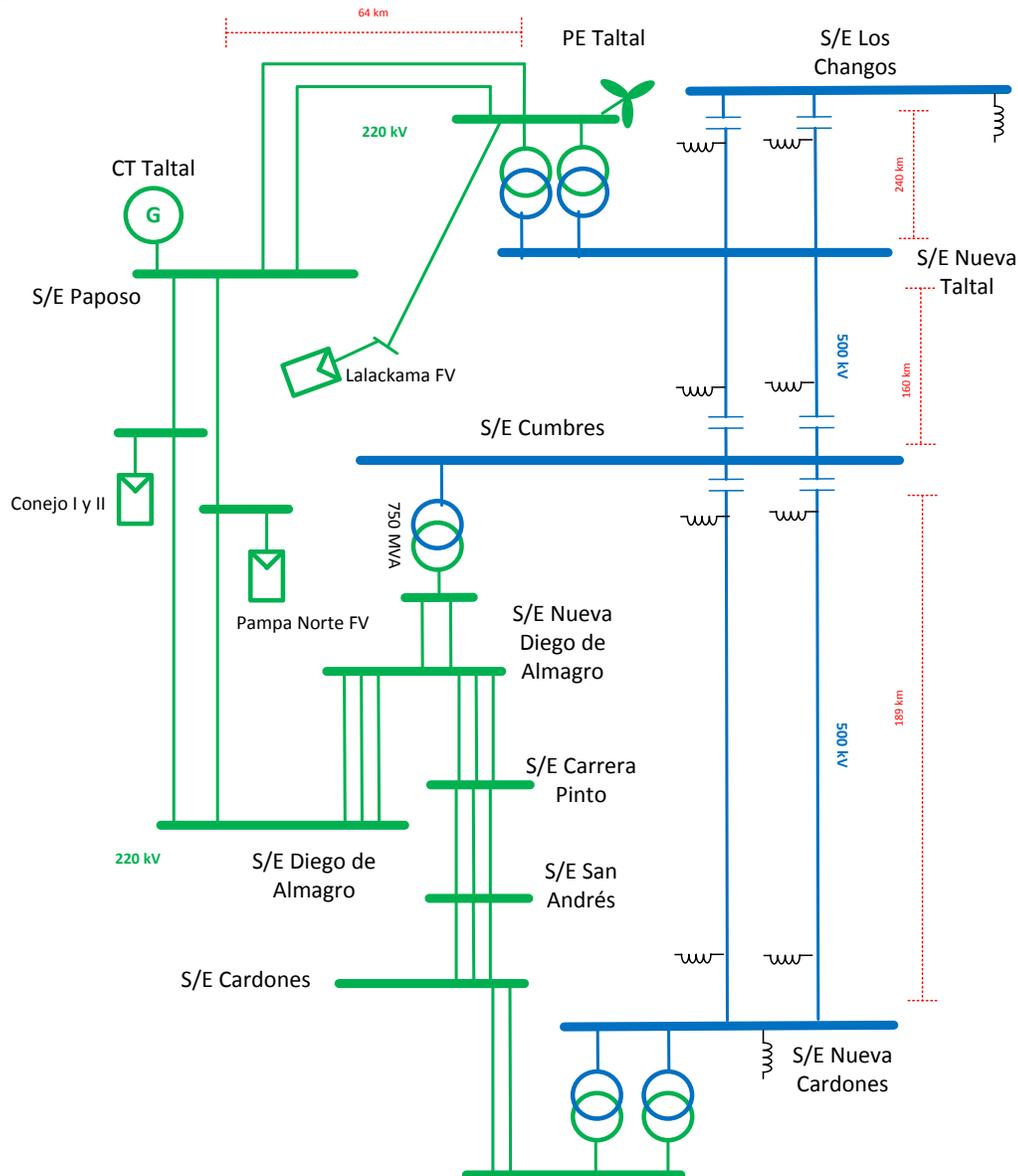
- ✓ Nueva subestación seccionadora Nueva Taltal 500/220 y nueva línea Paposo – Nueva Taltal, 2x220 kV, 2 conductores por fase, 500 MVA a 25°C, tendido de ambos circuitos, puesta en servicio en enero 2023.

Cabe destacar que se considera que el proceso administrativo tardará 24 meses en adjudicar la obra para su construcción. Adicionalmente, el plazo constructivo para esta obra se considera de 36 meses. Dado el exceso de

generación en ambos sistemas interconectados y a que los desarrolladores de proyectos deciden sus inversiones en base a señales de precio, se considera que la fecha de puesta en servicio de esta obra sería enero de 2023.

La alternativa de expansión a analizar se ilustra gráficamente en la Figura 6.26.

Figura 6.26: Diagrama simplificado del sistema de transmisión entre SS/EE Los Changos y Nueva Cardones con alternativa de expansión.



Esta alternativa considera también:

- Reconfiguración paños de línea en S/E Paposo, cambiando de configuración de barra simple a configuración de doble barra con doble interruptor. Los paños afectados a esta modificación son J1 y J2, correspondientes a los paños de línea 2x220 kV Paposo – Diego de Almagro.
- Conexión central Eólica Taltal en Nueva S/E Taltal.
- Conexión central Lalackama en Nueva S/E Taltal, utilizando línea 1x220 kV Tap Enel – Eólico Taltal.

Análisis Sistémico

Para el cumplimiento del criterio de seguridad N-1, se volvieron a identificar todas las restricciones de transmisión que permiten no superar la capacidad de estos tramos ante escenarios de contingencia:

1. Restricción por contingencia en circuito de línea 2x220 kV Paposo – Diego de Almagro:

R2A- Paposo – Diego de Almagro 220

$$F_{\text{Conejo-Diego de Almagro}} + F_{\text{Conejo-Paposo}} < 285$$

2. Restricción por contingencia en transformador Cumbres 220/500:

R2B- Paposo – Taltal 220

$$F_{\text{Taltal-Paposo}} + 0,567 F_{\text{Transformador Cumbres 220/500}} < 500$$

3. Restricción por contingencia en tramo San Andrés - Cardones:

R2C- San Andrés – Cardones 220

$$F_{\text{San Andrés-Cardones c1 L2}} + 0,426 F_{\text{San Andrés-Cardones c2 L2}} < 343$$

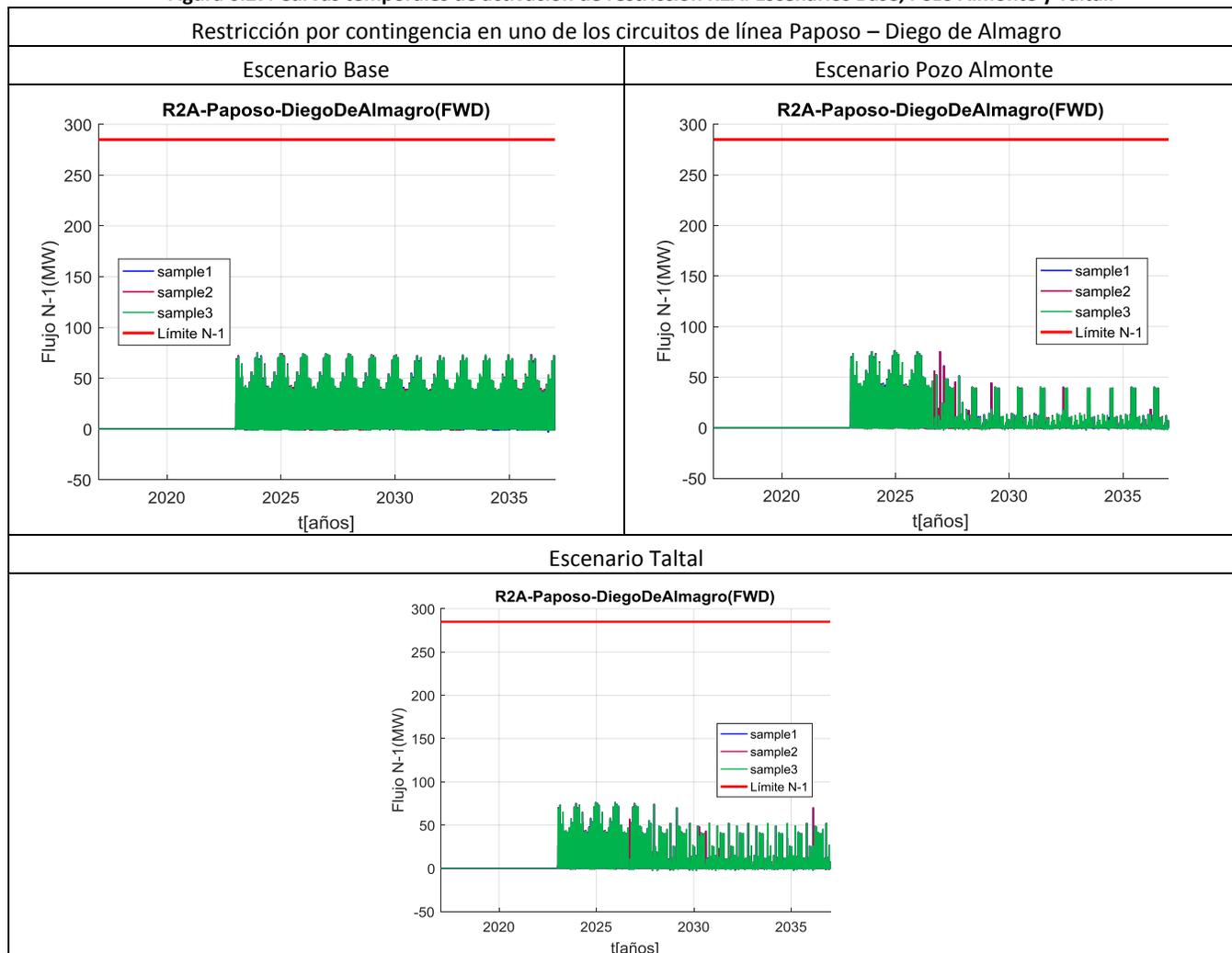
4. Restricción por contingencia en circuito de Línea 2x500 kV Cumbres – Nueva Cardones:

R2D- Cumbres – Nueva Cardones 500

$$0,92 F_{\text{Línea Cumbres-NuevaCardones 2x500}} < 1500$$

Para efectos de poder evaluar cualitativa y cuantitativamente la activación de las restricciones descritas anteriormente, se simula la operación del sistema en un horizonte de 20 años, en donde para todos los escenarios se considera la alternativa de expansión, así como también se consideran las restricciones de la interconexión SING-SIC y la restricción de inercia del SING. Los resultados de la activación de restricciones asociadas a instalaciones cerca de la zona de Taltal se presentan desde la Figura 6.27 hasta la Figura 6.30.

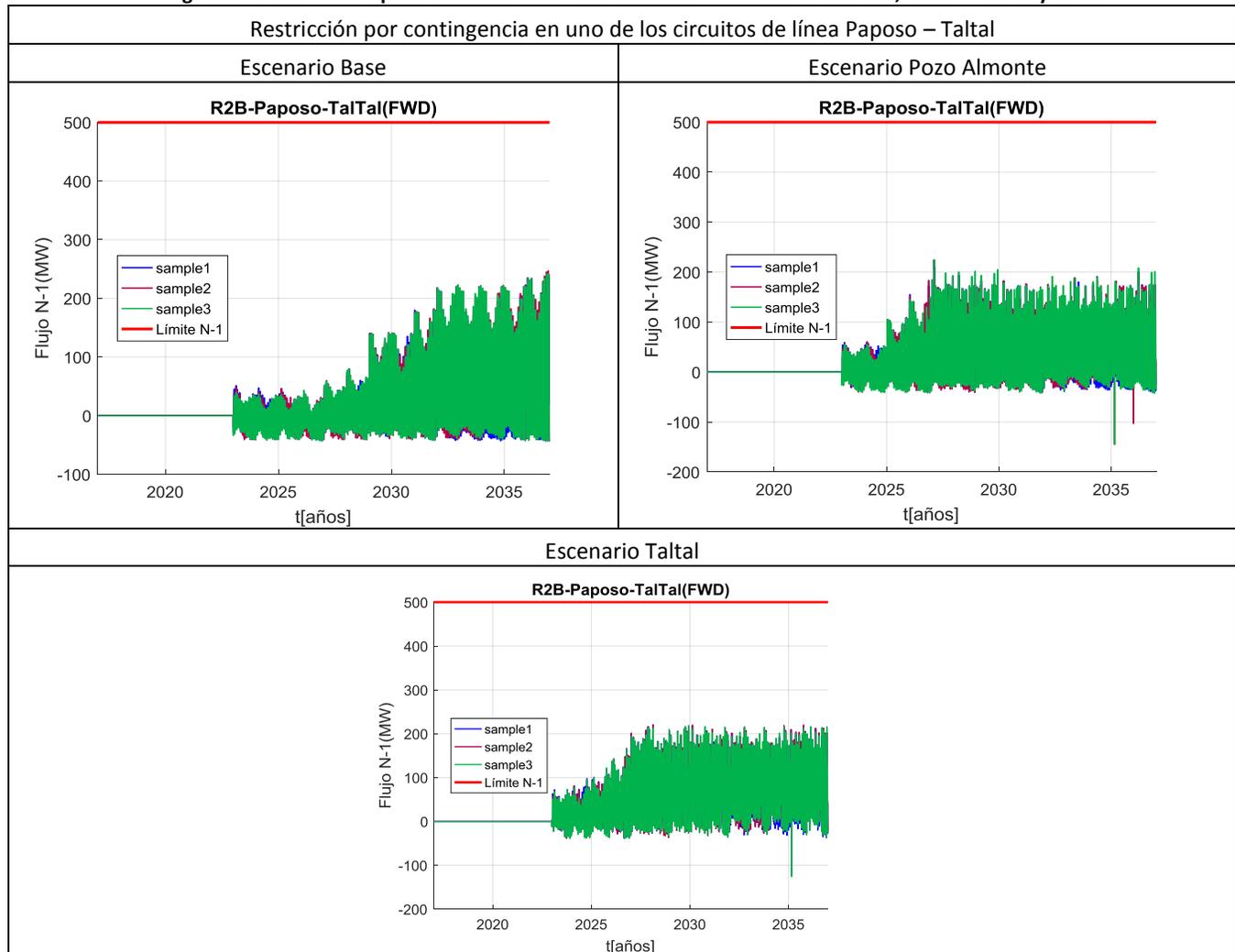
Figura 6.27: Curvas temporales de activación de restricción R2A. Escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal.



De la figura anterior, se puede observar que este proyecto contribuye a aliviar las restricciones en la línea Paposo – Diego de Almagro para todos los escenarios. Esto último se destaca especialmente para el escenario Taltal, en donde los nuevos generadores eólicos ya no tendrían que conectarse en la línea Paposo – Diego de Almagro, debido a que habría un nuevo punto de conexión en la zona de Taltal, se elimina el vertimiento de energía renovable en la zona y se puede producir el despacho a plena carga de la central Taltal, sin provocar congestiones, incluso ante generación coincidente con las ERNC.

Por otro lado, también se evalúa la restricción asociada a una contingencia simple en uno de los circuitos de la línea propuesta Paposo - Taltal.

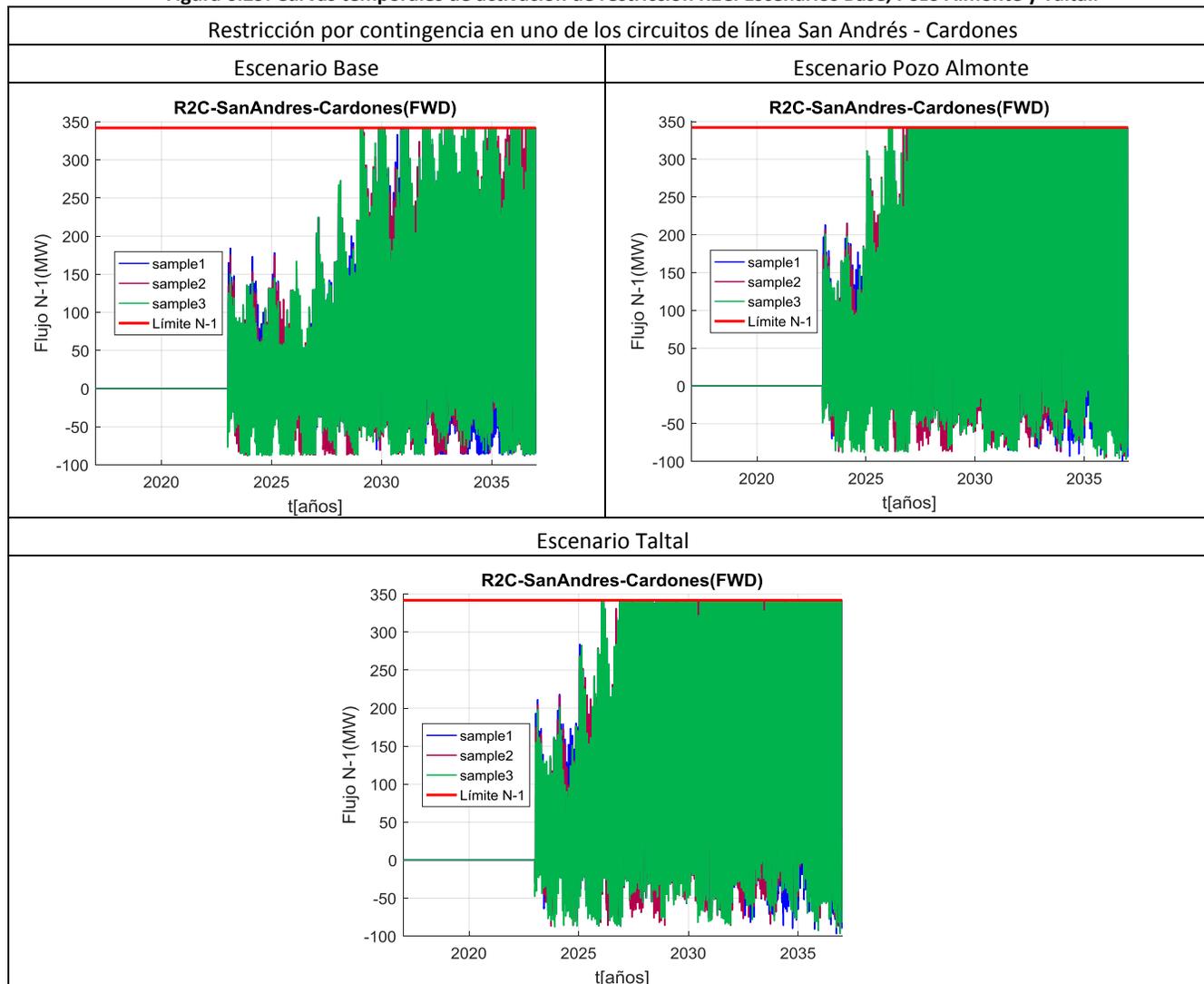
Figura 6.28: Curvas temporales de activación de restricción R2B. Escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal.



En la figura anterior se puede observar que en el largo plazo no se presentarían congestiones en la línea Paposo – Taltal.

De igual forma, se evalúa la restricción R2C, asociada a una contingencia simple en uno de los circuitos en el tramo San Andrés – Cardones.

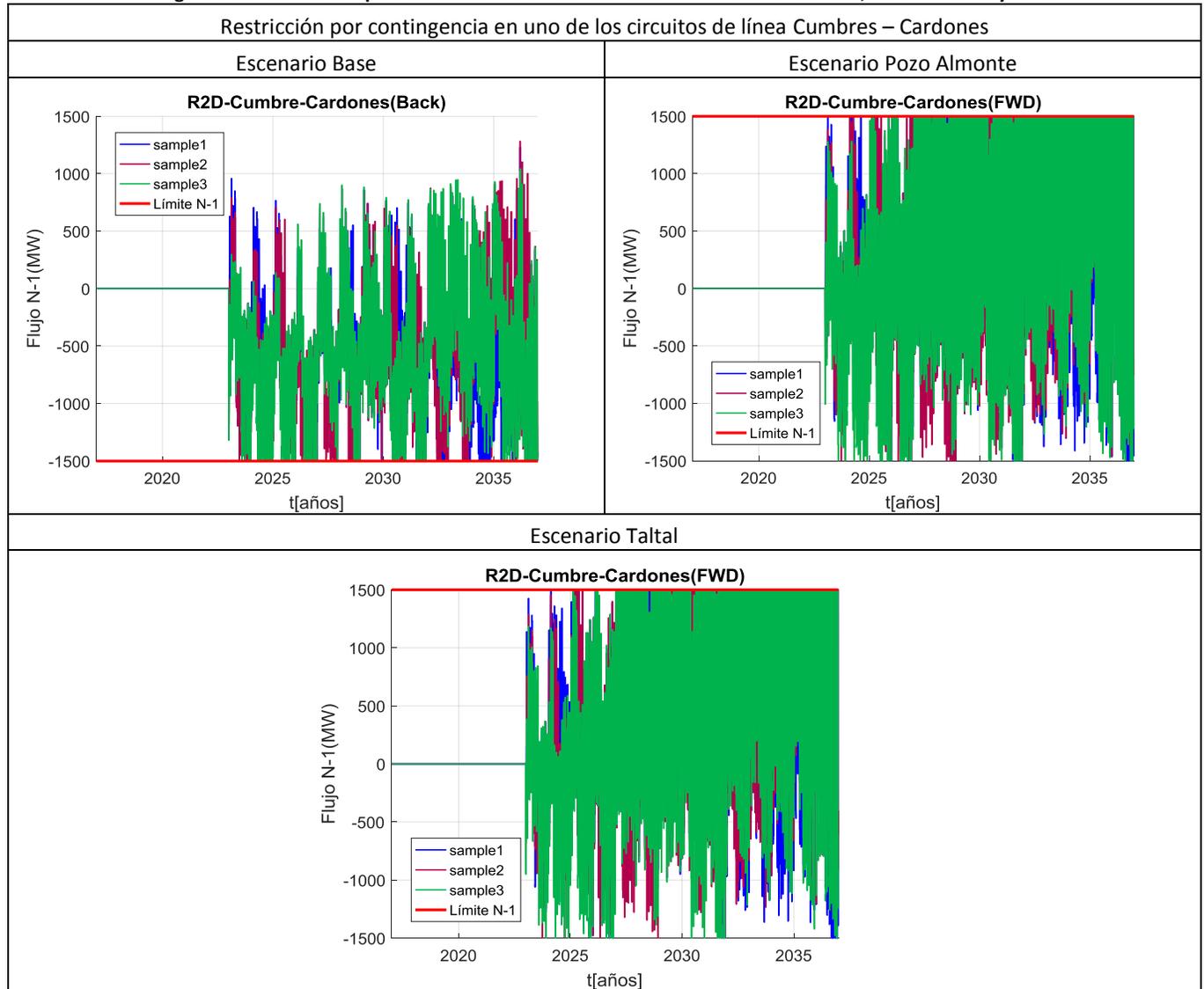
Figura 6.29: Curvas temporales de activación de restricción R2C. Escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal.



Para esta restricción en particular se puede observar que se podrían presentar periodos de congestión en todos los escenarios analizados debido a la operación con criterio N-1, a partir del año 2027. Además, esta congestión se retrasa en comparación al caso sin proyecto, en que las congestiones comienzan cerca del año 2025.

Por último, también se evalúa la restricción asociada a una contingencia simple en uno de los circuitos de la línea Cumbres – Nueva Cardones 2x500 kV.

Figura 6.30: Curvas temporales de activación de restricción R2D. Escenarios Base, Pozo Almonte y Taltal.



6.2.1.3 Evaluación de las alternativas de expansión

Para evaluar la conveniencia económica de la alternativa de expansión, se simula la operación de largo plazo del sistema y luego se realiza una evaluación económica considerando el costo de inversión, operación y falla en el largo plazo, para cada escenario de oferta.

Tabla 6.7: Evaluación económica Nueva S/E Taltal y nueva Línea Paposo – Nueva Taltal. Escenario Base.

Nueva S/E Nueva Taltal 500/220 y Nueva Línea Paposo - Nueva Taltal 2x220 kV 500 MVA					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2017	1.169.354	1.169.354	-	-	-
2018	1.069.138	1.069.138	-	-	-
2019	1.121.159	1.121.159	-	-	-
2020	1.286.613	1.286.613	-	6.170	6.170
2021	1.058.619	1.058.619	-	12.340	12.340
2022	1.306.929	1.307.030	-	102	43.292
2023	1.283.734	1.283.300	434	1.234	800
2024	1.457.859	1.459.701	-	1.842	3.076
2025	1.619.239	1.618.828	411	1.234	823
2026	1.365.915	1.363.711	2.204	1.234	970
2027	1.845.924	1.844.805	1.118	1.234	116
2028	1.863.126	1.860.254	2.872	1.234	1.638
2029	1.901.148	1.860.139	41.009	1.234	39.775
2030	2.172.346	2.131.217	41.129	1.234	39.895
2031	2.085.279	2.024.433	60.846	1.234	59.612
2032	2.626.176	2.536.960	89.215	1.234	87.981
2033	2.784.686	2.687.050	97.636	1.234	96.402
2034	2.796.646	2.697.642	99.004	1.234	97.770
2035	3.015.549	2.916.988	98.561	1.234	97.327
2036	2.465.296	2.356.581	108.715	1.234	107.481
			Valor Residual Ahorros	COMA Residual	
	Valor Residual 2037		1.206.143	15.487	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
	Valores Presentes		592.689	57.197	535.491

Tabla 6.8: Evaluación económica Nueva S/E Taltal y nueva Línea Paposo – Nueva Taltal. Escenario Pozo Almonte.

Nueva S/E Nueva Taltal 500/220 y Nueva Línea Paposo - Nueva Taltal 2x220 kV 500 MVA					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2017	1.203.306	1.203.306	-	-	-
2018	1.150.177	1.150.177	-	-	-
2019	1.211.780	1.211.780	-	-	-
2020	1.368.889	1.368.889	-	6.170	6.170
2021	1.135.682	1.135.682	-	12.340	12.340
2022	1.462.472	1.461.472	1.000	43.190	42.190
2023	1.473.374	1.473.386	12	1.234	1.246
2024	1.635.110	1.634.989	121	1.234	1.113
2025	1.763.383	1.761.792	1.591	1.234	357
2026	1.476.017	1.459.154	16.863	1.234	15.629
2027	1.929.323	1.905.483	23.840	1.234	22.606
2028	1.909.585	1.906.467	3.118	1.234	1.884
2029	1.994.538	1.990.700	3.838	1.234	2.604
2030	2.185.863	2.196.862	10.999	1.234	12.233
2031	1.999.605	2.002.634	3.029	1.234	4.263
2032	2.705.770	2.720.209	14.439	1.234	15.673
2033	2.922.624	2.942.025	19.402	1.234	20.636
2034	2.966.141	2.983.662	17.521	1.234	18.755
2035	3.251.889	3.261.068	9.180	1.234	10.414
2036	2.944.451	2.942.846	1.604	1.234	370
			Valor Residual Ahorros	COMA Residual	
Valor Residual 2037			-	170.652	15.487
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			-	50.849	57.197
					108.046

Tabla 6.9: Evaluación económica Nueva S/E Taltal y nueva Línea Paposo – Nueva Taltal. Escenario Taltal.

Nueva S/E Nueva Taltal 500/220 y Nueva Línea Paposo - Nueva Taltal 2x220 kV 500 MVA					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2017	1.205.196	1.205.196	-	-	-
2018	1.150.812	1.150.812	-	-	-
2019	1.212.986	1.212.986	-	-	-
2020	1.386.329	1.386.329	-	6.170	6.170
2021	1.152.596	1.152.596	-	12.340	12.340
2022	1.462.061	1.460.677	1.384	43.190	41.806
2023	1.479.207	1.471.829	7.378	1.234	6.144
2024	1.653.154	1.637.143	16.011	1.234	14.777
2025	1.792.326	1.773.743	18.584	1.234	17.350
2026	1.497.958	1.462.604	35.354	1.234	34.120
2027	1.954.502	1.890.455	64.047	1.234	62.813
2028	1.920.616	1.881.120	39.495	1.234	38.261
2029	1.987.961	1.921.999	65.962	1.234	64.728
2030	2.165.814	2.100.881	64.933	1.234	63.699
2031	1.986.957	1.931.858	55.099	1.234	53.865
2032	2.685.267	2.627.091	58.176	1.234	56.942
2033	2.894.883	2.843.044	51.839	1.234	50.605
2034	2.936.641	2.881.584	55.057	1.234	53.823
2035	3.234.071	3.165.584	68.487	1.234	67.253
2036	2.926.810	2.851.132	75.678	1.234	74.444
			Valor Residual Ahorros	COMA Residual	
Valor Residual 2037			732.812	15.487	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			505.907	57.197	448.710

Dado que existe un escenario en el cual el VAN del proyecto es negativo, se realiza un análisis de minmax, razón por la que se calcula la tabla de costo de arrepentimiento de la alternativa de expansión, considerando como segunda opción, no materializar la alternativa propuesta. Cabe destacar que, para efectos de cálculo del costo de arrepentimiento, se considera que la decisión sobre la construcción de la S/E Taltal no puede ser tomada en el futuro, debido a que el momento actual es la única oportunidad firme para dar una señal de localización de la generación en conjunto con una licitación de terrenos para estos fines por parte del Ministerio de Bienes Nacionales.

Tabla 6.10: Costo de arrepentimiento para alternativa de expansión en zona de Taltal

Alternativa	Arrepentimiento (MUSD)		
	Escenario Base	Escenario Pozo Almonte	Escenario Taltal
Con Alternativa 1	0	-108.046	0
Sin Alternativa 1	-535.491	0	-448.710

6.2.1.4 Determinación de la alternativa de expansión

El proyecto analizado ofrece un nuevo punto de conexión para potenciales parques eólicos en la zona de Taltal, lo cual se alinea con una de las consideraciones escritas en el artículo N° 87 de la ley 20.936 para planificar el sistema de transmisión, en cuanto a que es una obra que permite crear condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, buscando abastecer la demanda a mínimo costo. Más aún, utilizando el criterio de minmax, esta obra resulta económicamente eficiente y necesaria para los escenarios analizados en este estudio de planificación. Por lo tanto, la alternativa de expansión óptima para la zona de Taltal es:

Alternativa 1:

- ✓ Nueva subestación seccionadora Nueva Taltal 500/220, nueva línea Paposo – Nueva Taltal, 2x220 kV de 2 conductores por fase y 500 MVA a 25°C, tendido de ambos circuitos, cambio de configuración paños de línea en S/E Paposo y cambio de puntos de conexión de central Lalackama y Central Eólica Taltal, puesta en servicio en enero 2023.

Consideraciones generales

La línea Los Changos – Cumbres 2x500 kV posee compensación reactiva capacitiva serie y reactiva inductiva shunt en ambos extremos, de 65% por circuito y 150 MVAR en cada extremo de los circuitos, respectivamente. Dado que la subestación seccionadora Taltal propuesta no se encuentra exactamente en la mitad de esta línea, las líneas resultantes Los Changos – Nueva Taltal 2x500 kV, de unos 240 km de longitud, y Nueva Taltal – Cumbres 2x500 kV, de unos 160 km de longitud, quedarán sub y sobre compensadas en relación a los condensadores serie, respectivamente, comparándose con la condición inicial.

De esta manera, el tramo Los Changos – Nueva Taltal 2x500 kV resulta con una compensación serie capacitiva de 52%, y el tramo Nueva Taltal – Cumbre 2x500 kV resulta con una compensación serie capacitiva de 78%, valores estándares y que permiten concluir que los nuevos tramos no presentarán problemas de compensación serie. En el eventual caso que el tramo sobrecompensado debiese disminuir su compensación serie, esto se puede realizar a través de la desconexión de unidades de condensadores conectados a los grupos paralelo del banco resultante. Finalmente, los reactores shunt se mantienen en los extremos Los Changos y Cumbre, por ende, se recomienda energizar las líneas resultantes desde Los Changos hasta Cumbre (o viceversa) con la barra Taltal 500 kV energizada

sin conexión aguas abajo, para luego energizar la barra Taltal 220 kV a través de la sincronización de la barra Taltal 500 kV con uno de los Autotransformadores Taltal 500/220/66 kV, evitando de esta forma sobretensiones debido a maniobras por energización de línea en vacío. Más detalles se pueden encontrar en el Anexo 6.

Cabe destacar que la línea Paposo – Taltal 2x220 kV, se considera con 2 conductores por fase, con el propósito de forzar flujos a través de esta línea y de esta manera aliviar los flujos que van desde S/E Diego de Almagro hacia S/E Cumbre y hacia S/E Carrera Pinto.

Por otro lado, dentro de las propuestas de expansión enviadas a la Comisión Nacional de Energía por parte de los CDEC se cuenta con el proyecto “Nuevo transformador 500/220 kV, 750 MVA en S/E Cumbres”, que viene a reforzar el sistema de transmisión nacional de la zona entre Cumbres y Diego de Almagro, evitando futuras congestiones en el sistema de transmisión. A la fecha de emisión de este informe, no se cuenta con el Decreto de Expansión 2016-2017, por cuanto existe incertidumbre respecto al desarrollo de dicha obra de expansión nacional. Es por esta razón, que los análisis sobre los que se basa esta propuesta no consideran la materialización de esta obra a lo largo del horizonte de planificación, lo que podrá ser complementado conforme lo establece el artículo 6° de la Resolución Exenta N° 18/2017 de la Comisión Nacional de Energía.

6.3 SISTEMA POLPAICO – CARDONES

6.3.1 TRAMO CARDONES – POLPAICO 500 KV

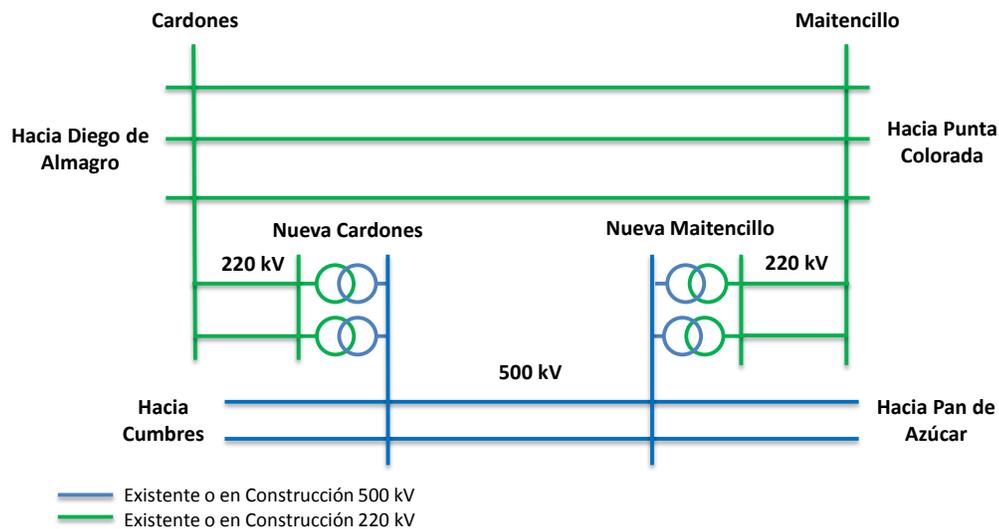
6.3.1.1 Antecedentes Cardones – Maitencillo 500 kv

La zona estudiada cuenta con un sistema de 220 kV de tres circuitos, y será enmallado en 500 kV con la entrada del sistema de 500 kV a partir de enero del 2018. Ambas subestaciones seccionadoras del sistema de 500 kV, Nueva Maitencillo y Nueva Cardones, contarán con una capacidad de transformación de 900 MW luego de la entrada en operación del segundo transformador en cada subestación (julio de 2020).

Tabla 6.11: Instalaciones existentes y en construcción tramo Maitencillo - Cardones

Instalaciones existentes:	(1) Línea 1x220 kV, 1x197 MVA (25°C) (2) Línea 2x220 kV, 2x290 MVA (25°C) (3) CER en S/E Cardones	-
Obras en construcción	(4) Modificación línea 1x220 kV, de 1x197 MVA (25°C) a 1x260 MVA (5) Nueva línea Maitencillo – Cardones 2x500 kV, 2x1700 MVA (6) Transformador 500/220 kV, 1x750 MVA, S/E Cardones y S/E Maitencillo (7) Segundo transformador 500/220 kV, 1x750 MVA, S/E Cardones y S/E Maitencillo	nov-16 ene-18 ene-18 jun-20

Figura 6.31: Diagrama simplificado instalaciones existentes y en construcción entre SS/EE Cardones y Maitencillo



6.3.1.2 Antecedentes Maitencillo –Pan de Azúcar 500 kv

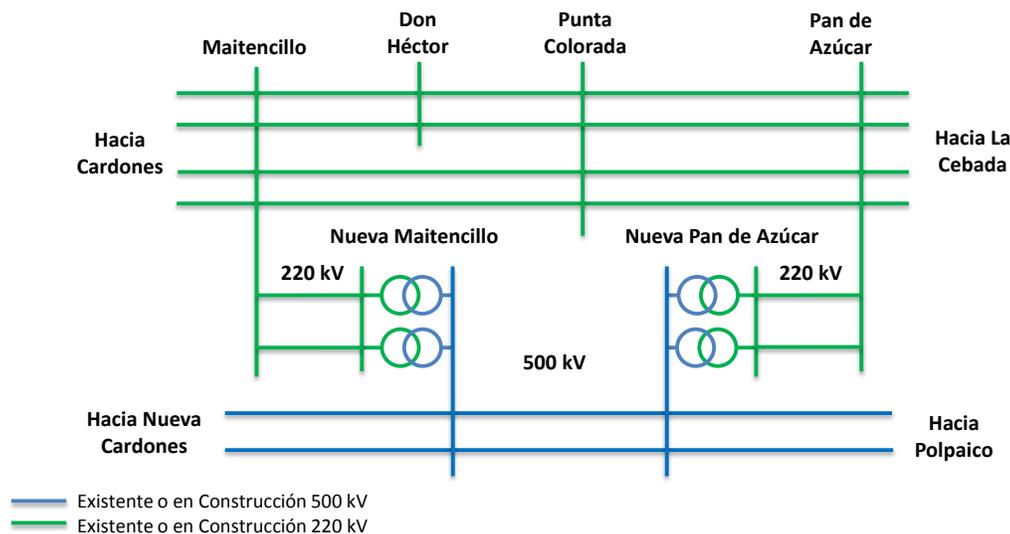
Este tramo cuenta actualmente con un sistema de 220 kV compuesto por una línea de doble circuito entre las subestaciones Maitencillo y Pan de Azúcar (seccionados en S/E Punta Colorada). A lo anterior se le agregará la nueva línea de doble circuito, con el mismo nivel de tensión, pero con capacidad de 580 MVA por circuito, a partir del año 2021. Sumado a lo anterior, se espera un enmalle del sistema antes descrito con la entrada del sistema de 500 kV, que estará seccionado en las subestaciones Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar, que contarán con una línea de enlace por el lado de 220 kV hacia las subestaciones Maitencillo y Pan de Azúcar respectivamente.

Cabe destacar la importante magnitud del consumo de origen minero en la zona de Punta Colorada, debido principalmente a las faenas de la empresa minera Nevada y Barrick Gold.

Tabla 6.12: Instalaciones existentes y en construcción tramo Maitencillo – Pan de Azúcar

Instalaciones existentes:	(1) Línea 2x220 kV, 2x197 MVA (25°C)	-
Obras en construcción	(2) Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Pan de Azúcar – Maitencillo	ene-18
	(3) Transformador 500/220 kV, 1x750 MVA, SS/EE Pan de Azúcar y Maitencillo	ene-18
	(4) Segundo transformador 500/220 kV, SS/EE Pan de Azúcar y Maitencillo	jun-20
	(5) Nueva línea 2x220 kV, 2x500 MVA Maitencillo – Punta Colorada – Pan de Azúcar	jun-21

Figura 6.32: Diagrama simplificado instalaciones existentes y en construcción entre SS/EE Maitencillo y Pan de Azúcar



6.3.1.3 Antecedentes Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV

Actualmente consta de una línea de doble circuito entre las subestaciones Nogales y Pan de Azúcar, con 224 MVA de capacidad por circuito, más una línea de doble circuito de 1500 MVA de capacidad entre Nogales y Polpaico. Para el año 2018 se espera la entrada en operación de la línea de 500 kV, específicamente del tramo comprendido entre Polpaico y la subestación Nueva Pan de Azúcar, que enlazará hacia la existente subestación Pan de Azúcar por una línea de doble circuito en 220 kV.

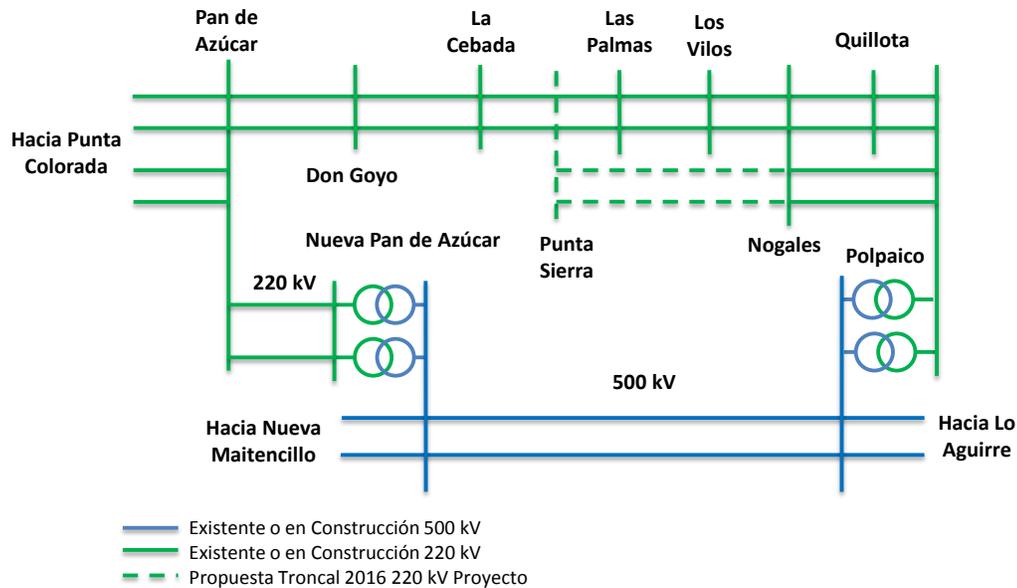
Adicionalmente, la modelación del tramo considera la entrada en operación de una nueva línea 220 kV entre la S/E Nueva Punta Sierra y la S/E Nogales. Esta línea de mayor capacidad a la existente, se compone de dos circuitos con capacidad de 2x500 MVA.

Tabla 6.13: Instalaciones existentes y en construcción tramo Pan de Azúcar – Polpaico

Instalaciones existentes:	(1) Líneas 2x220 kV, 2x224 MVA 25°C, Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada - Las Palmas - Los Vilos – Doña Carmen - Nogales	-
Obras en construcción	(2) Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, Polpaico – Pan de Azúcar	nov-16
	(3) Transformador 500/220 kV, 1x750 MVA, S/E Pan de Azúcar	ene-18
	(4) Segundo transformador 500/220 kV, S/E Pan de Azúcar	ene-18
	(5) Nueva Línea Punta Sierra – Nogales 2x220 kV, 2x500 MVA*	may-22

* Esta línea se considera modelada en construcción por haber sido recomendada en la Revisión 2016 del ETT del CDEC SIC.

Figura 6.33: Diagrama simplificado instalaciones existentes y en construcción entre SS/EE Pan de Azúcar y Polpaico



6.3.1.4 Flujos esperados en el largo plazo

A continuación, se presentan los flujos esperados para el tramo comprendido entre las subestaciones Cardones y Polpaico en 500 kV. Cabe destacar que estos flujos suponen un límite de transmisión liberado para diagnosticar la utilización esperada de la línea y determinar posibles necesidades de expansión del tramo.

Flujos temporales según probabilidades de excedencia

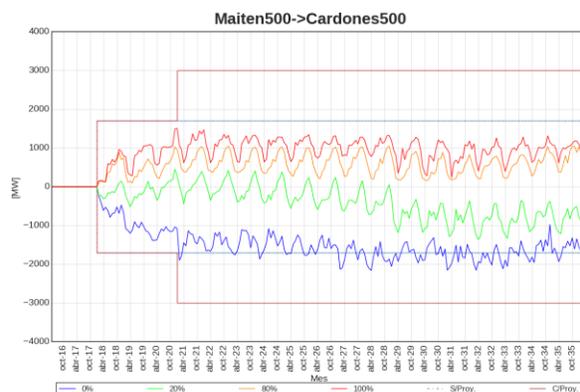


Figura 6.34: Flujos Maitencillo – Cardones 500 kV para distintas probabilidades de excedencia

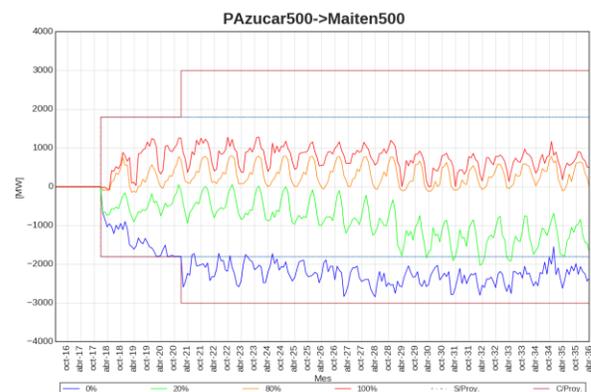


Figura 6.35: Flujos P. de Azúcar – Maitencillo 500 kV para distintas probabilidades de excedencia

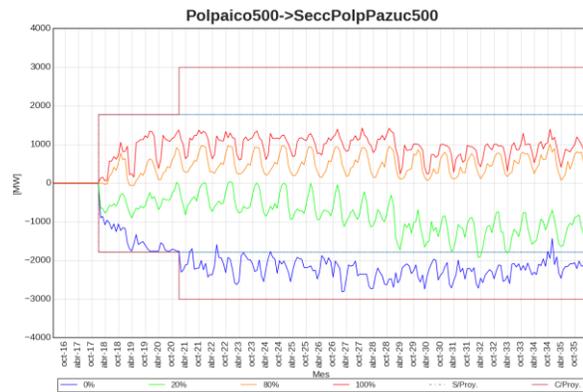


Figura 6.36: Flujos Polpaico – P. de Azúcar 500 kV para distintas probabilidades de excedencia

Adicionalmente, las siguientes figuras muestran las curvas de duración anual entre los años 2023 y 2031 para cada tramo estudiado. Al igual que para los flujos temporales, se han explorado los flujos posibles liberando la restricción de transmisión del tramo.

Curva de Duración de Flujos Tramo Cardones – Polpaico 500 kV

Figura 6.37: Curvas de duración anuales tramo Maitencillo – Cardones 500 kV

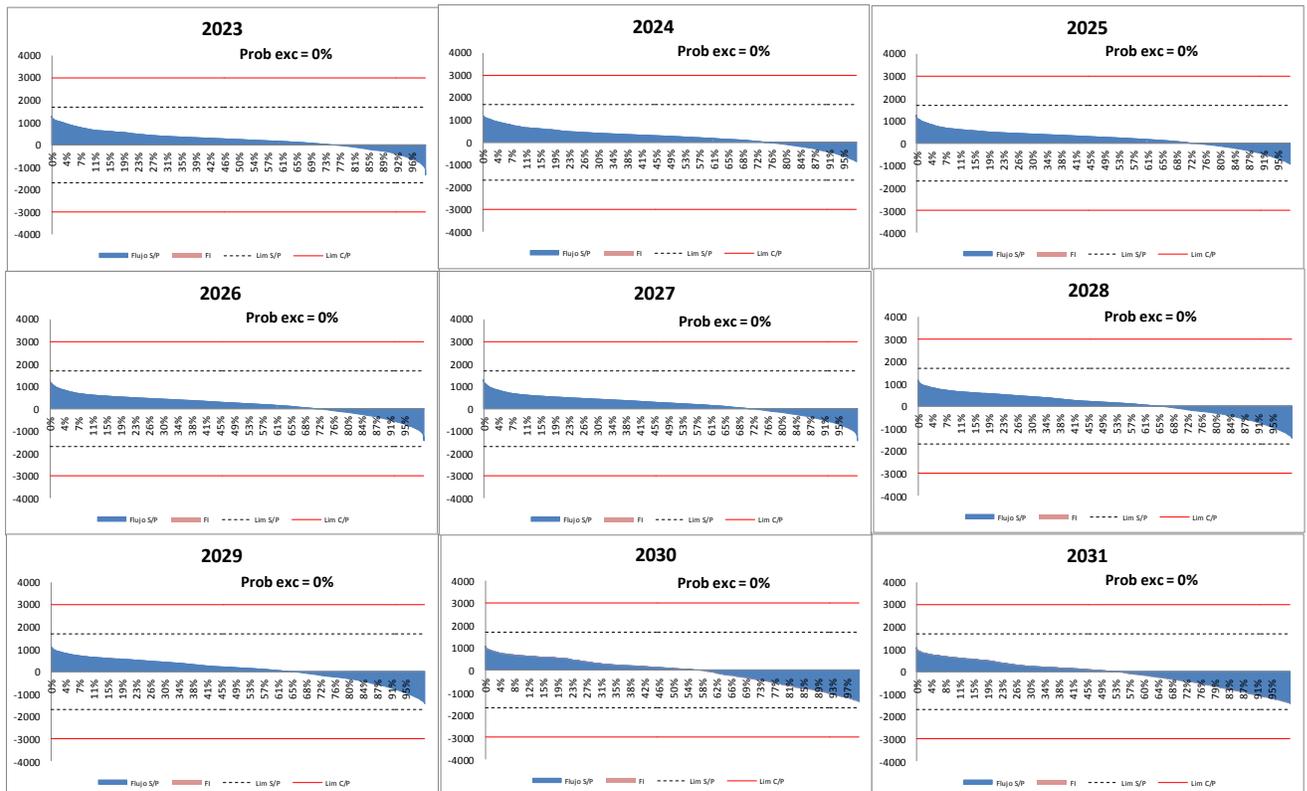


Figura 6.38: Curvas de duración anuales tramo Pan de Azúcar – Maitencillo 500 kV

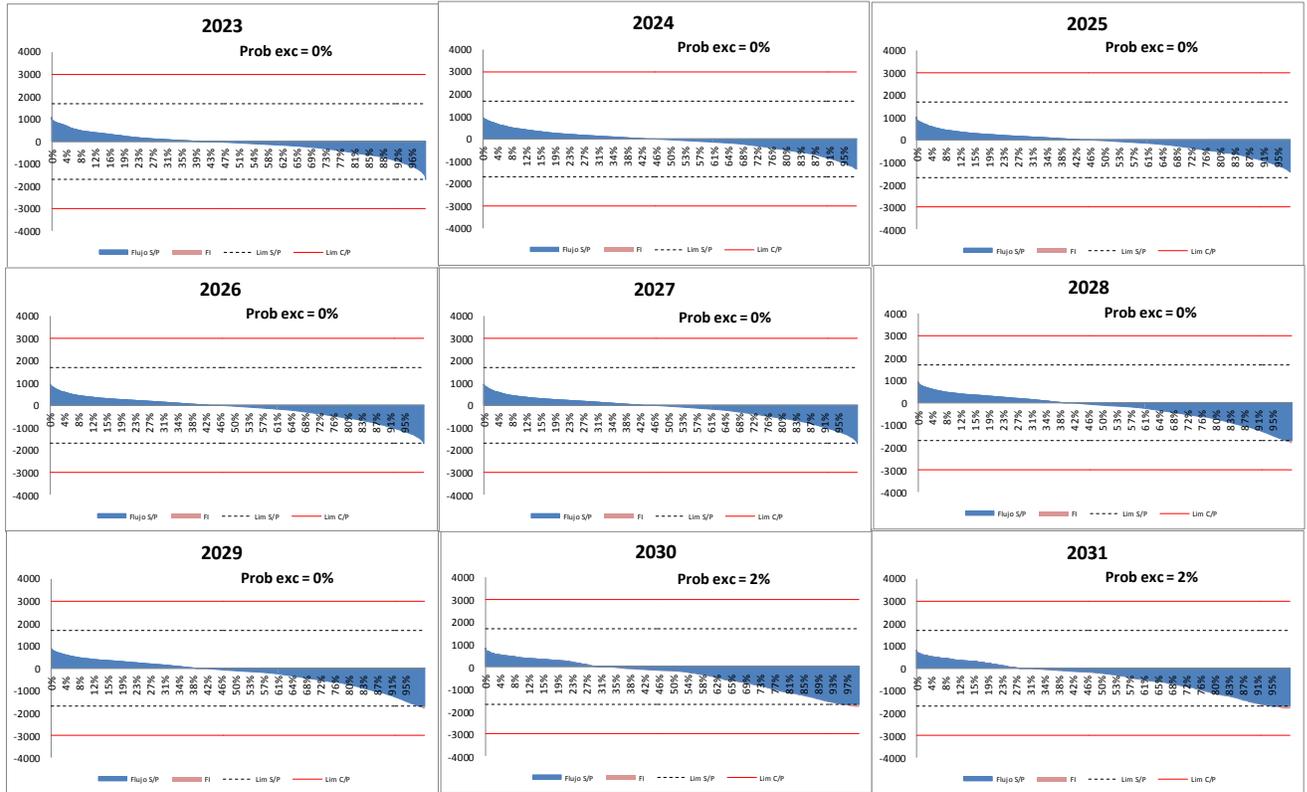
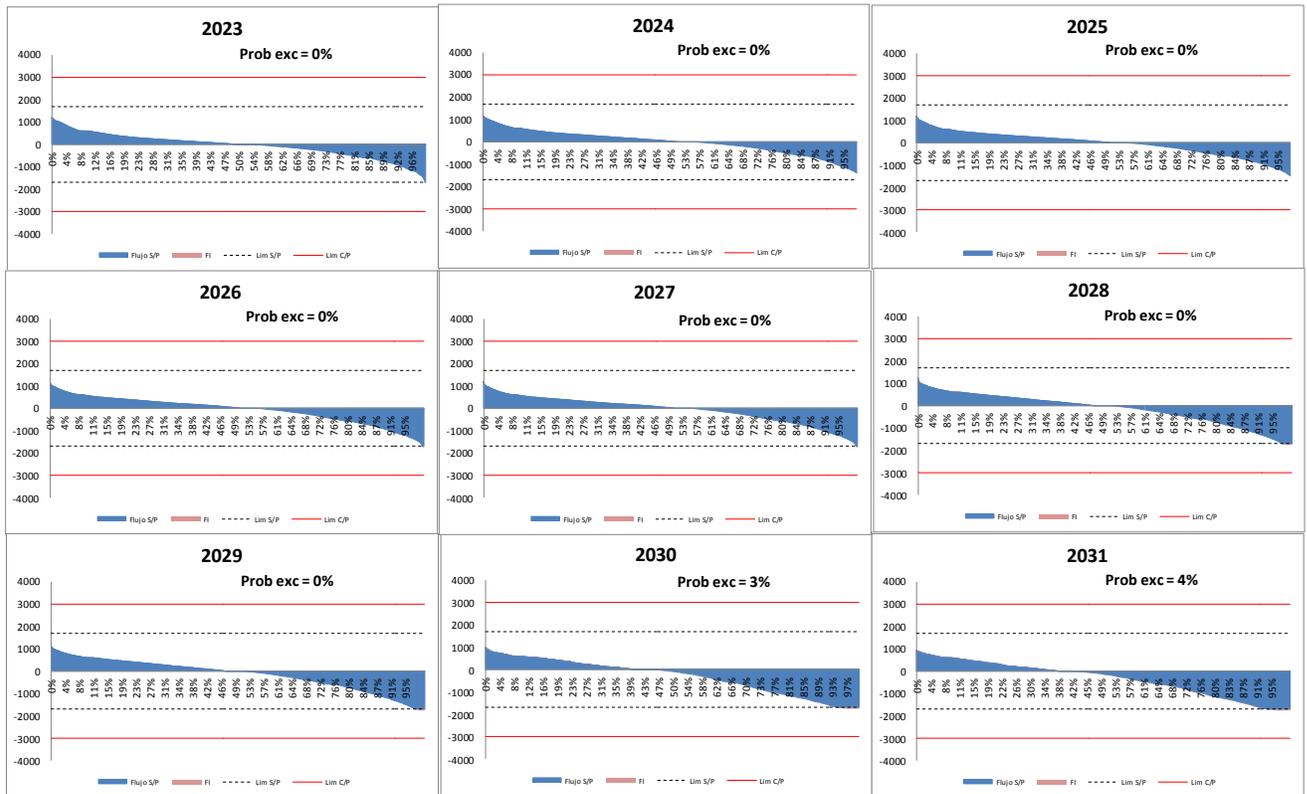


Figura 6.39: Curvas de duración anuales tramo Polpaico – Pan de Azúcar 500 kV



A partir de los gráficos presentados se observa que el flujo energía hacia el norte del sistema sería mayor que el límite de transmisión a partir del año 2021; sin embargo, esto se verifica únicamente para un número pequeño de simulaciones de acuerdo a la probabilidad de excedencia de congestión obtenida. Esto concuerda con lo ilustrado en las curvas de duración, que muestran saturación relevante sólo a partir del año 2030.

En particular, el tramo comprendido entre las subestaciones Polpaico y Pan de Azúcar es el que presenta mayores congestiones. En la Figura 6.36 se aprecia que dicha saturación ocurriría a partir del año 2020 y con mayor importancia a partir del año 2021. A partir de la misma figura se desprende que para las condiciones hidrológicas más exigentes para el tramo, los flujos llegarían a ser superiores en 1000 MW al límite de transmisión. Sin embargo, de la se destaca que la proporción anual de flujos interrumpidos y los flujos totales transmitidos por el tramo sería menor al 1% hasta el 2029.

En tanto, el tramo Pan de Azúcar – Maitencillo 500 kV podría presentar congestiones similares al tramo anterior, particularmente en los flujos temporales esperados (Figura 6.35). Asimismo, las curvas de duración anuales muestran que en este tramo la interrupción de flujo sería menor al observado entre Maitencillo y Cardones. Así, se espera que la razón anual de flujos interrumpidos y los flujos totales transmitidos por el tramo sea menor al 1% hasta el 2029 e igual al 2% para los años 2030 y 2031.

Finalmente, el tramo entre Maitencillo y Cardones 500 kV también podría presentar congestiones para la simulación más exigente para el tramo. Sin embargo, de la Figura 6.34 es posible rescatar que éstas sólo serían relevantes a partir del 2027, año a partir del cual el flujo esperado sobrepasaría en menos de 300 MW el límite de transmisión para las

condiciones más críticas. Sumado a esto, la Figura 6.37 muestra que la interrupción de flujo significaría una proporción menor al 1% en todos los años.

A partir del diagnóstico realizado y atención a que se prevén algunas congestiones, se determina la pertinencia de evaluar distintas alternativas de expansión para el tramo.

6.3.1.5 Alternativas de expansión analizadas

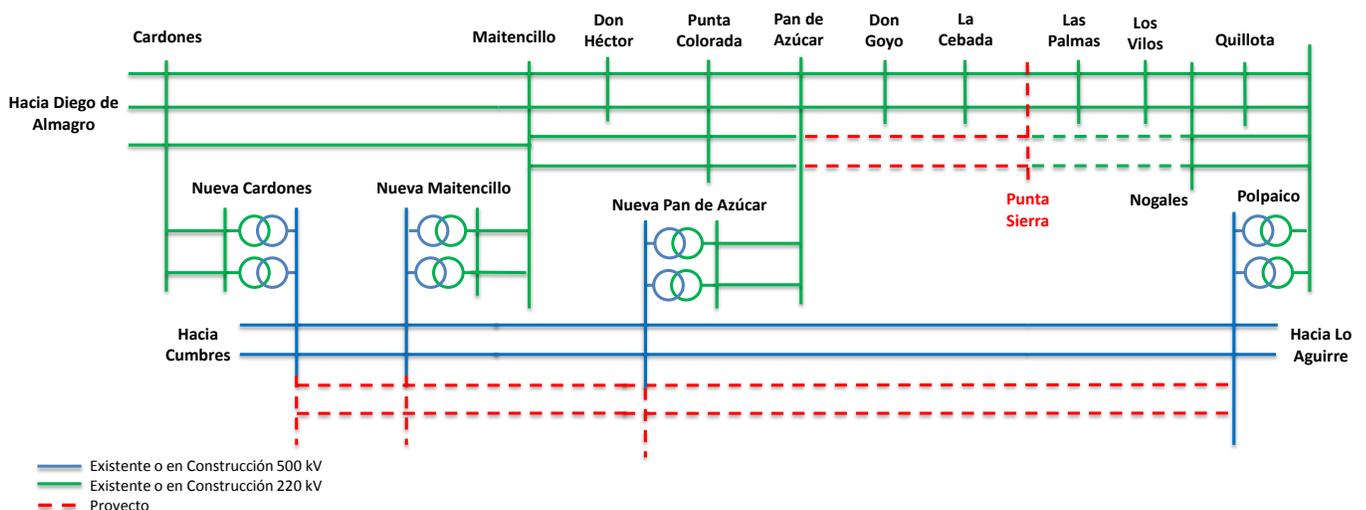
Como posibilidades de expansión para el tramo estudiado se evalúan distintas alternativas que se exponen a continuación.

- ✓ Alternativa 1: Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA entre la S/E Nueva Cardones y S/E Polpaico

Corresponde a una segunda línea de doble circuito en el sistema de 500 kV entre las SS/EE Nueva Cardones y Polpaico. Dicha línea sería paralela al proyecto que actualmente se encuentra en construcción por Interchile S.A., con lo cual permitiría una descongestión de los flujos por la línea, a la vez que permitiría un mayor nivel de transferencias por redistribución de flujos, considerando el criterio de seguridad N-1.

Cabe destacar, que la línea estudiada como alternativa de expansión considera una longitud aproximada de 749 km y utilizaría las mismas subestaciones de enlace con el sistema de 220 kV que la línea de 500 kV que actualmente se encuentra en construcción.

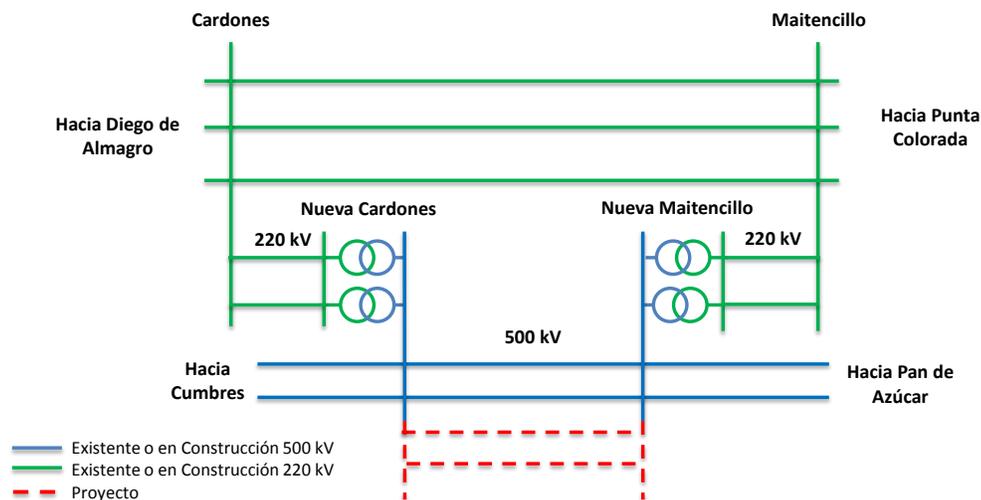
Figura 6.40: Diagrama simplificado alternativas analizadas tramo Cardones – Polpaico Alternativa 1



- ✓ Alternativa 2: Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA entre las SS/EE Nueva Cardones y Nueva Maitencillo:

Esta alternativa corresponde a la realización de una sección de la línea propuesta en la alternativa 1. Esto es, la construcción de una línea de 132 km aproximadamente, con doble circuito entre la S/E Nueva Cardones y la S/E Nueva Maitencillo.

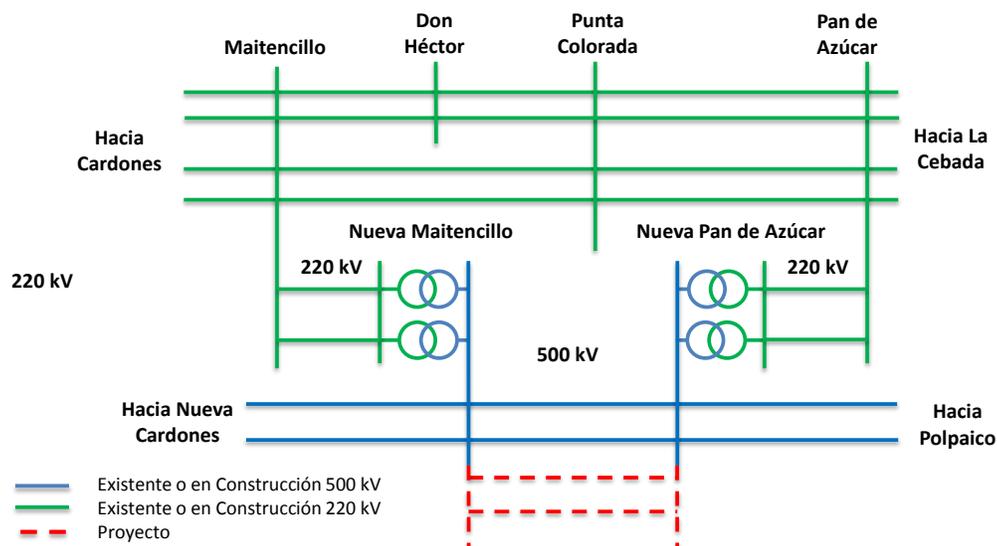
Figura 6.41: Diagrama simplificado alternativas analizadas tramo Cardones – Polpaico Alternativa 2



- ✓ Alternativa 3: Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar:

Esta alternativa corresponde a la realización de una sección de la línea propuesta en la alternativa 1. Esto es, la construcción de una línea de doble circuito entre las SS/EE Maitencillo y Pan de Azúcar, con una longitud aproximada de 209 km.

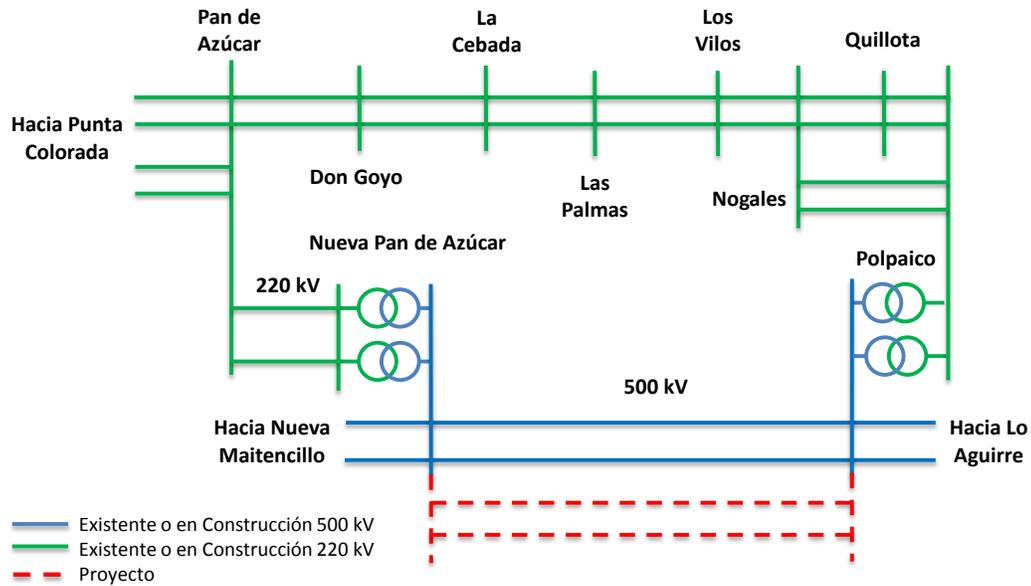
Figura 6.42: Diagrama simplificado alternativas analizadas tramo Cardones – Polpaico Alternativa 3



- ✓ Alternativa 4: Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA entre las SS/EE Nueva Pan de Azúcar y Polpaico:

Comprende la construcción de una línea de doble circuito en 500 kV entre la futura S/E Nueva Pan de Azúcar y la S/E Polpaico. Este proyecto comprende una línea de 408 km aproximadamente y permitiría aumentar la capacidad de transmisión del segmento que presentaría mayor congestión según la Figura 6.36.

Figura 6.43: Diagrama simplificado alternativas analizadas tramo Cardones – Polpaico Alternativa 4



6.3.1.6 Evaluación de las alternativas de expansión

1. Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Cardones – Polpaico

Valor de Inversión	VATT	COMA
823.900 MUSD	100.730 MUSD	16.478 MUSD

Tabla 6.14: Evaluación económica Nueva Línea – Cardones – Maitencillo – Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV

Año	Nueva línea 2x500 [kV] Cardones - Polpaico 2x1700 [MVA]		[MUSD]		
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	8.138	8.138
2020	1.293.725	1.293.725	-	18.380	18.380
2021	1.402.491	1.402.491	-	122.105	122.105
2022	1.517.177	1.517.177	-	411.893	411.893
2023	1.642.930	1.642.930	-	263.384	263.384
2024	1.711.280	1.708.191	3.089	16.478	13.389
2025	1.874.586	1.868.339	6.247	16.478	10.231
2026	2.076.286	2.070.214	6.072	16.478	10.406
2027	2.233.112	2.223.720	9.393	16.478	7.085
2028	2.413.883	2.401.341	12.542	16.478	3.936
2029	2.606.349	2.591.675	14.674	16.478	1.804
2030	2.842.801	2.829.626	13.175	16.478	3.303
2031	3.094.833	3.079.865	14.968	16.478	1.510
2032	3.395.323	3.373.264	22.059	16.478	5.581
2033	3.665.349	3.647.603	17.747	16.478	1.269
2034	3.876.381	3.864.412	11.969	16.478	4.509
2035	4.142.302	4.134.427	7.875	16.478	8.603
2036	1.182.774	1.180.473	2.301	16.478	14.177
			Agua Embalsada	COMA	
	Valor Residual 2037		- 8.254	206.805	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
	Valores Presentes		59.519	736.017	- 676.498

2. Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Pan de Azúcar – Polpaico

Valor de Inversión	VATT	COMA
448.800 MUSD	54.870 MUSD	8.976 MUSD

Tabla 6.15: Evaluación económica Nueva Línea Tramo Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV

Año	Nueva línea 2x500 [kV] Pan de Azúcar - Polpaico 2x1700 [MVA]		[MUSD]		
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	4.433	- 4.433
2020	1.293.725	1.293.725	-	10.012	- 10.012
2021	1.402.491	1.402.491	-	66.514	- 66.514
2022	1.517.177	1.517.177	-	224.369	- 224.369
2023	1.642.930	1.642.930	-	143.472	- 143.472
2024	1.711.280	1.710.509	771	8.976	- 8.205
2025	1.874.586	1.872.342	2.244	8.976	- 6.732
2026	2.076.286	2.074.721	1.565	8.976	- 7.411
2027	2.233.112	2.230.566	2.546	8.976	- 6.430
2028	2.413.883	2.410.582	3.301	8.976	- 5.675
2029	2.606.349	2.603.596	2.753	8.976	- 6.223
2030	2.842.801	2.840.968	1.833	8.976	- 7.143
2031	3.094.833	3.092.594	2.239	8.976	- 6.737
2032	3.395.323	3.392.233	3.090	8.976	- 5.886
2033	3.665.349	3.662.672	2.677	8.976	- 6.299
2034	3.876.381	3.874.490	1.891	8.976	- 7.085
2035	4.142.302	4.142.065	237	8.976	- 8.739
2036	1.182.774	1.184.122	- 1.348	8.976	- 10.324
			Agua Embalsada	COMA	
	Valor Residual 2037		- 4.113	112.652	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
	Valores Presentes		10.024	400.928	- 390.903

3. Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Maitencillo – Pan de Azúcar

Valor de Inversión	VATT	COMA
229.900 MUSD	28.107 MUSD	4.598 MUSD

Tabla 6.16: Evaluación económica Nueva Línea Tramo Maitencillo – Pan de Azúcar 2x500 kV

Nueva línea 2x500 [kV]		Nueva Maitencillo - Pan de Azúcar 2x1700 [MVA]		[MUSD]	
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	2.271	- 2.271
2020	1.293.725	1.293.725	-	5.129	- 5.129
2021	1.402.491	1.402.491	-	34.072	- 34.072
2022	1.517.177	1.517.177	-	114.934	- 114.934
2023	1.642.930	1.642.930	-	73.494	- 73.494
2024	1.711.280	1.710.956	324	4.598	- 4.274
2025	1.874.586	1.872.395	2.191	4.598	- 2.407
2026	2.076.286	2.075.319	967	4.598	- 3.631
2027	2.233.112	2.230.702	2.410	4.598	- 2.188
2028	2.413.883	2.410.860	3.023	4.598	- 1.575
2029	2.606.349	2.603.002	3.347	4.598	- 1.251
2030	2.842.801	2.839.615	3.186	4.598	- 1.412
2031	3.094.833	3.091.074	3.760	4.598	- 838
2032	3.395.323	3.390.591	4.732	4.598	- 134
2033	3.665.349	3.659.857	5.493	4.598	- 895
2034	3.876.381	3.872.237	4.145	4.598	- 453
2035	4.142.302	4.138.881	3.421	4.598	- 1.177
2036	1.182.774	1.182.683	91	4.598	- 4.507
			Agua Embalsada	COMA	
Valor Residual 2037			-	5.370	57.707
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			14.293	205.377	- 191.084

4. Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Cardones – Maitencillo

Valor de Inversión	VATT	COMA
145.200 MUSD	17.752 MUSD	2.904 MUSD

Tabla 6.17: Evaluación económica Nueva Línea Tramo Cardones – Maitencillo 2x500 kV

Nueva línea 2x500 [kV] Cardones - Maitencillo 2x1700 [MVA] [MUSD]					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	1.434	- 1.434
2020	1.293.725	1.293.725	-	3.239	- 3.239
2021	1.402.491	1.402.491	-	21.519	- 21.519
2022	1.517.177	1.517.177	-	72.590	- 72.590
2023	1.642.930	1.642.930	-	46.417	- 46.417
2024	1.711.280	1.710.604	676	2.904	- 2.228
2025	1.874.586	1.873.832	754	2.904	- 2.150
2026	2.076.286	2.075.281	1.005	2.904	- 1.899
2027	2.233.112	2.232.278	834	2.904	- 2.070
2028	2.413.883	2.412.902	981	2.904	- 1.923
2029	2.606.349	2.604.559	1.790	2.904	- 1.114
2030	2.842.801	2.842.031	771	2.904	- 2.133
2031	3.094.833	3.094.301	532	2.904	- 2.372
2032	3.395.323	3.394.163	1.160	2.904	- 1.744
2033	3.665.349	3.664.268	1.082	2.904	- 1.822
2034	3.876.381	3.875.517	864	2.904	- 2.040
2035	4.142.302	4.141.131	1.171	2.904	- 1.733
2036	1.182.774	1.182.325	450	2.904	- 2.454
			Agua Embalsada	COMA	
	Valor Residual 2037	-	713	36.446	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
	Valores Presentes		5.239	129.712	- 124.473

A partir de las evaluaciones realizadas se concluye que el beneficio económico de la segunda línea de 500 kV entre Cardones y Polpaico, no permitiría cubrir la inversión social que esta significaría. Por otra parte, esta conclusión se mantiene para las alternativas de expansión que consideran el proyecto por tramos. El resultado obtenido se atribuye a que los bajos niveles de saturación observados en el tramo estudiado generan un beneficio en ahorro de costos de operación y falla que no es comparable con el monto de inversión de los proyectos.

6.3.2 TRAMO PAN DE AZÚCAR – PUNTA SIERRA 220 KV

6.3.2.1 Antecedentes

La zona estudiada cuenta con una importante penetración de energía eólica en el sistema de 220 kV. Para el año 2018 se espera el enlace desde Pan de Azúcar hacia la subestación Nueva Pan de Azúcar por una línea de doble circuito en 220 kV, con lo cual se enlazaría el sistema existente con la nueva línea de 500 kV.

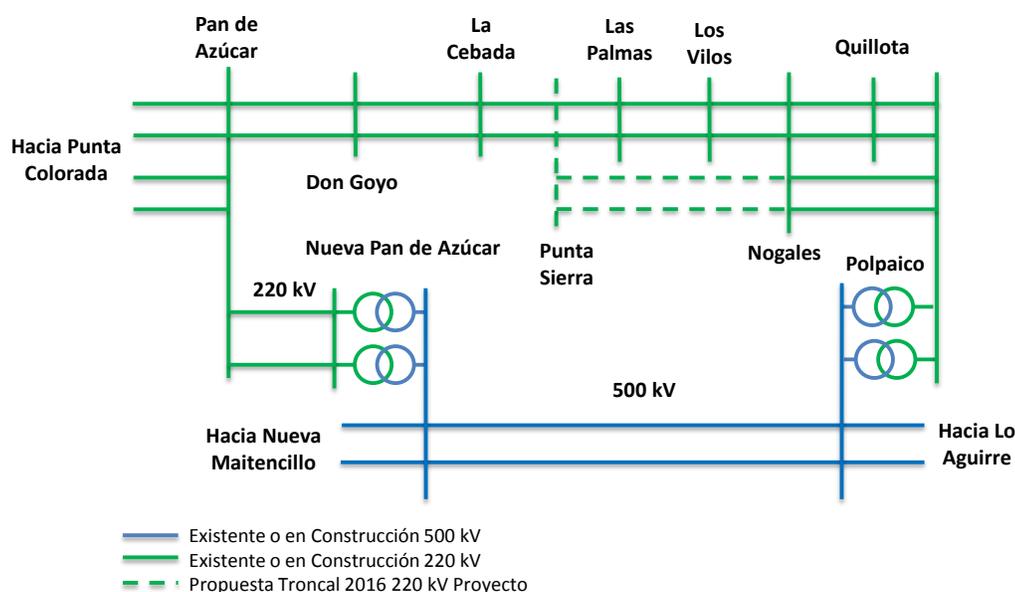
Cabe destacar, que la modelación del tramo toma como supuesto la entrada en operación de una nueva línea entre la S/E Nueva Punta Sierra y la S/E Nogales. Esta línea de doble circuito cuenta con una capacidad de 580 MVA por circuito.

Tabla 6.18: Instalaciones existentes y en construcción Pan de Azúcar – Punta Sierra

Instalaciones existentes:	(1) Líneas 2x220 kV, 2x224 MVA 25°C, Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada - Las Palmas - Los Vilos – Doña Carmen - Nogales	-
Obras en construcción:	(2) Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, Polpaico – Pan de Azúcar	ene-18
	(3) Transformador 500/220 kV, 1x750 MVA, S/E Pan de Azúcar	ene-18
	(4) Segundo transformador 500/220 kV, S/E Pan de Azúcar	jun-20
	(5) Nueva Línea Punta Sierra – Nogales 2x220 kV, 2x500 MVA*	may-22

* Esta línea se considera modelada en construcción por haber sido recomendada en la Revisión 2016 del ETT del CDEC SIC. Cabe destacar que a la fecha emisión de este informe no se cuenta con el respectivo Decreto de Expansión que entrega certeza respecto de su incorporación como parte de la expansión de Transmisión del año 2017.

Figura 6.44: Diagrama simplificado instalaciones existentes y en construcción entre SS/EE Pan de Azúcar y Polpaico



6.3.2.2 Flujos esperados en el largo plazo

A continuación, se presentan los flujos esperados para el tramo comprendido entre las subestaciones Nogales y Pan de Azúcar en 220 kV. Cabe destacar que estos flujos suponen un límite de transmisión liberado para diagnosticar la utilización esperada de la línea y determinar posibles necesidades de expansión del tramo.

En tal sentido, la nueva línea Nogales – Punta Sierra 220 kV modelada, corresponde a la obra propuesta en la Revisión del Estudio de Transmisión Troncal 2016 del CDEC SIC, y la nueva línea Punta Sierra – Pan de Azúcar 220 kV es una obra cuya conveniencia será analizada en el presente estudio.

Flujos temporales según probabilidades de excedencia

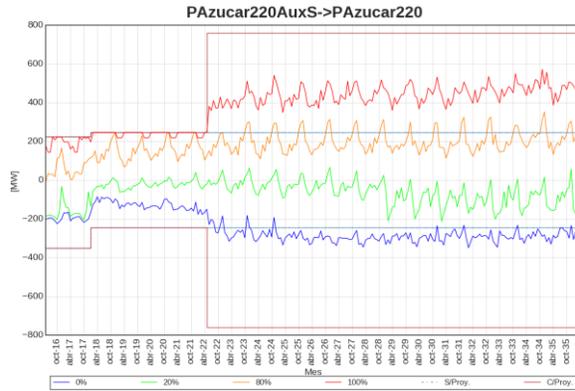


Figura 6.45: Flujos desde el Sur a S/E Pan de Azúcar 220 kV para distintas probabilidades de excedencia

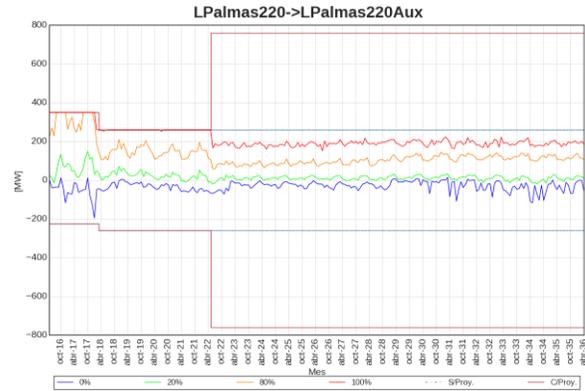


Figura 6.46: Flujos desde el Norte a S/E Las Palmas 220 kV para distintas probabilidades de excedencia

Curva de Duración de Flujos Tramo Punta Sierra – Pan de Azúcar

Figura 6.47: Curvas de duración anuales tramo desde el sur a Pan de Azúcar 220 kV

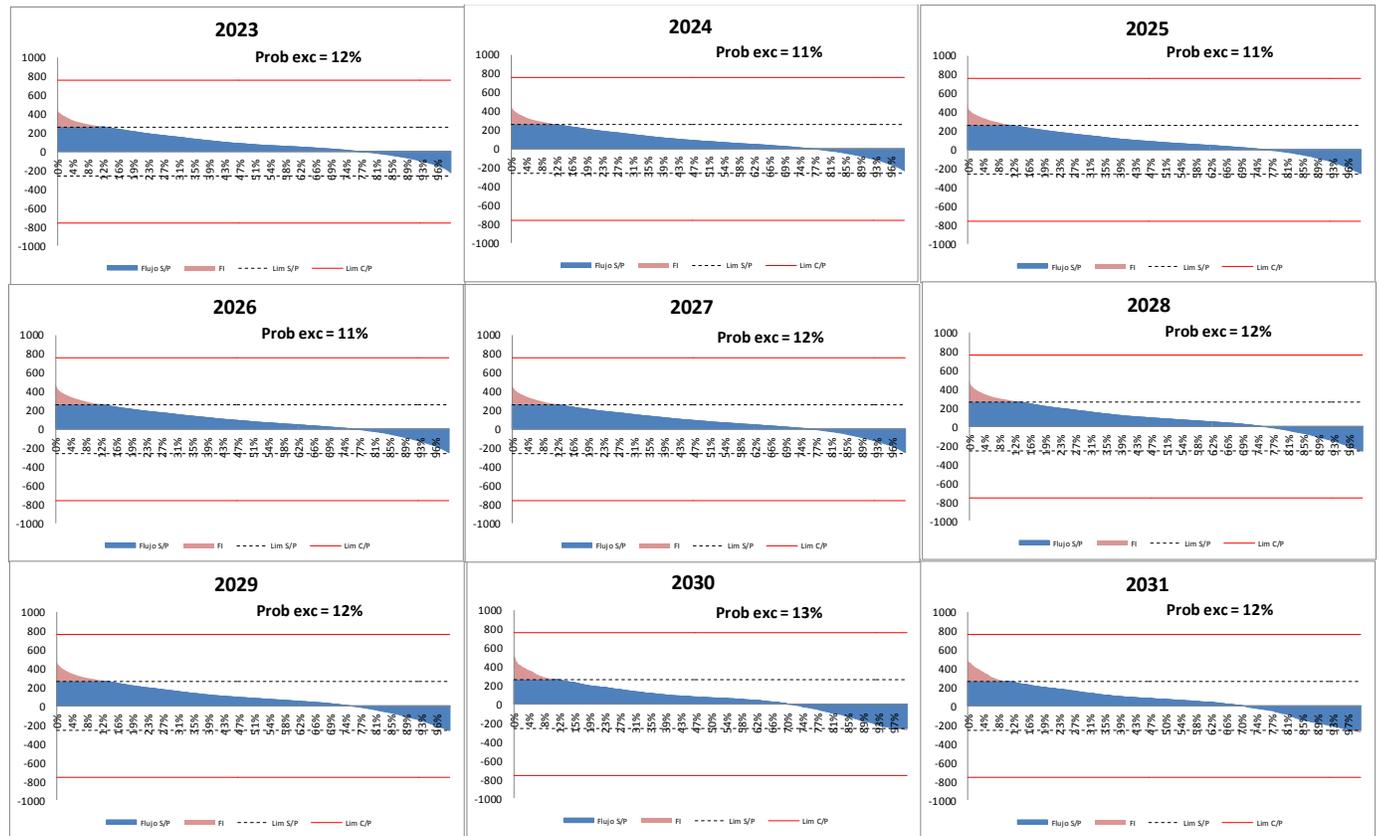


Figura 6.48: Curvas de duración anuales tramo Nogales – Punta Sierra 220 kV

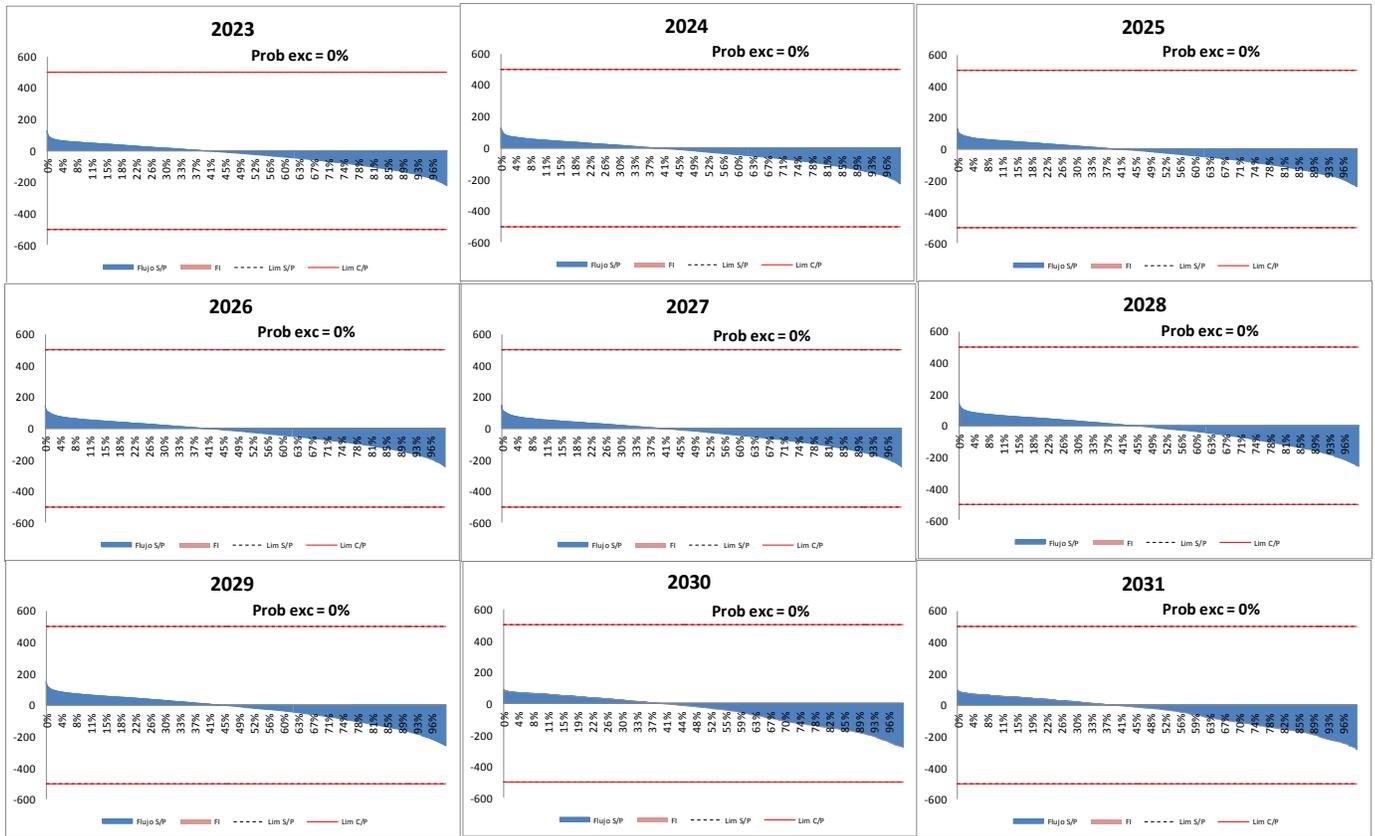
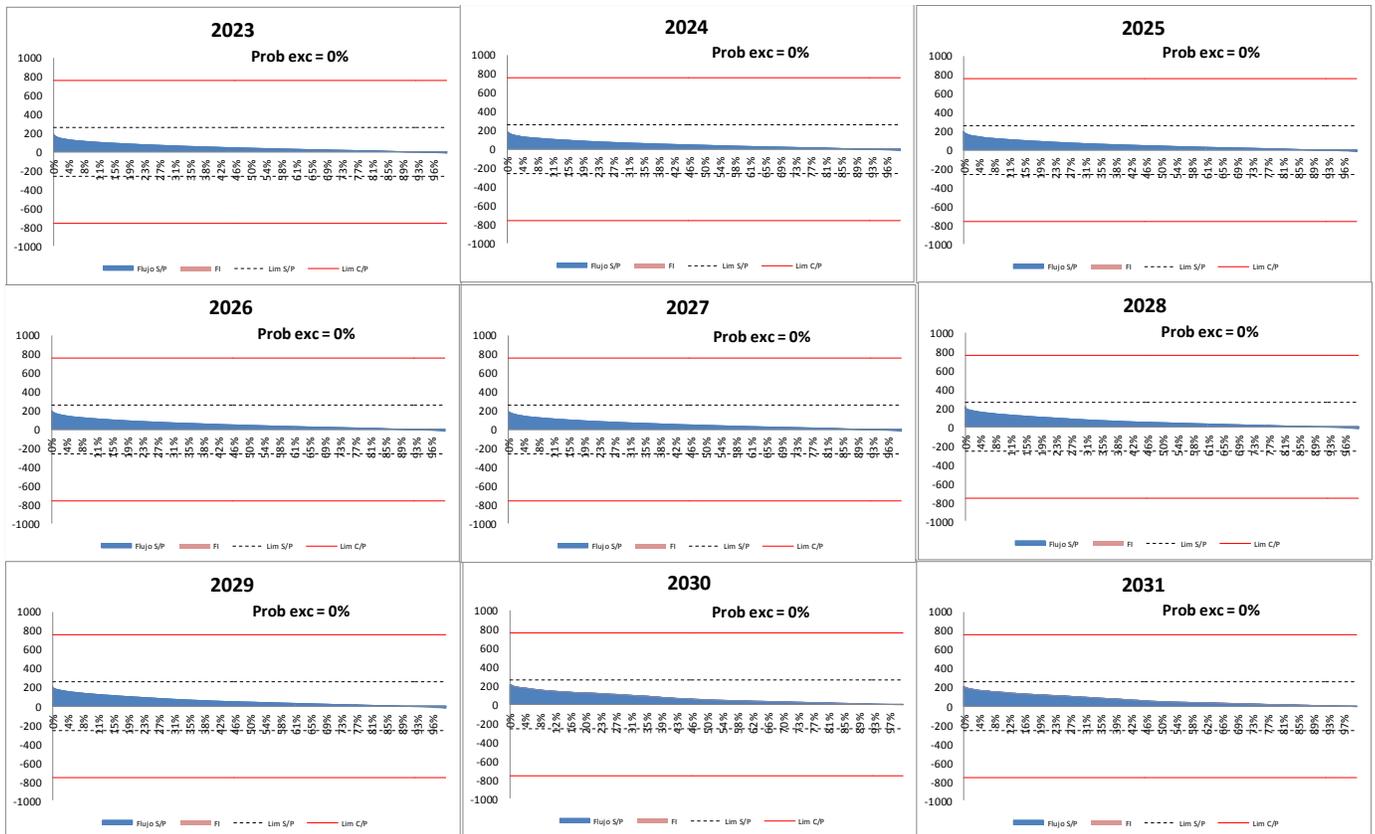


Figura 6.49: Curvas de duración anuales tramo desde el norte a Las Palmas 220 kV



En vista de los gráficos presentados se puede apreciar que el tramo comprendido entre las subestaciones La Cebada y Pan de Azúcar 220 kV presentaría saturaciones a partir del año 2018 en dirección sur – norte, tal como se observa en la Figura 6.45. Dichas congestiones se presentarían en al menos un 20% de las 55 condiciones hidrológicas y de recurso solar y eólico simuladas. Adicionalmente, es posible observar en la Figura 6.47 que estas saturaciones serían tales que la proporción entre flujos interrumpidos y transmitidos anualmente por el tramo serían en torno al 12% entre los años 2023 y 2031.

Por otra parte, de la Figura 6.46 se observa que no se esperan congestiones para el tramo comprendido entre las subestaciones La Cebada y Las Palmas 220 kV. De manera consistente con este resultado, la Figura 6.49 muestra que no existe flujo de energía interrumpida entre los años 2023 y 2031.

A partir del diagnóstico realizado, se observa la necesidad de evaluar una obra de expansión para el tramo estudiado.

6.3.2.3 Alternativas de transmisión para incremento en capacidad de transmisión

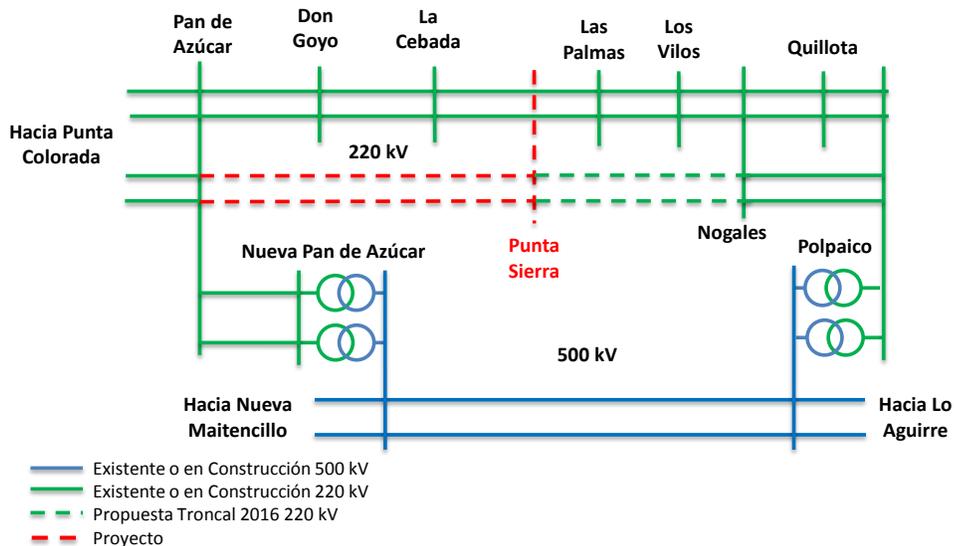
Como posibilidad de expansión se evalúa la alternativa que se presenta a continuación.

- ✓ Nueva Línea 2x220 kV, 2x500 MVA Pan de Azúcar – Nueva Punta Sierra:

La alternativa de expansión se refiere a la construcción de una nueva línea entre la S/E Pan de Azúcar y la S/E Punta Sierra. Esta obra permitiría completar el desarrollo del sistema de 220 kV entre la S/E Nogales y la S/E Maitencillo, con lo cual no solo se daría solución a la congestión observada en el tramo estudiado, sino también impediría la limitación del sistema de 500 kV que se encuentra en paralelo.

Cabe destacar que no se observan congestiones en el tramo comprendido entre la S/E Punta Sierra y la S/E Nogales debido al proyecto propuesto en el ejercicio de planificación troncal 2016. Asimismo, es importante destacar que la nueva S/E Punta Sierra presenta ventajas para seccionar ambas líneas de 220 kV debido a que presenta ventajas respecto al acceso abierto y facilidades de crecimiento futuro. Lo anterior debido a que la zona de emplazamiento está libre de interferencias y su tecnología constructiva es AIS en configuración interruptor y medio con espacio suficiente para realizar las ampliaciones requeridas para dar cabida a los 8 circuitos (4 para seccionamiento nueva línea Pan de Azúcar – Nogales 2x220 kV y 4 para el seccionamiento de la línea existente La Cebada – Las Palmas 220 kV).

Figura 6.50: Diagrama simplificado alternativas analizadas tramo Pan de Azúcar – Punta Sierra, alternativa de expansión



Flujos considerando Alternativa de Expansión

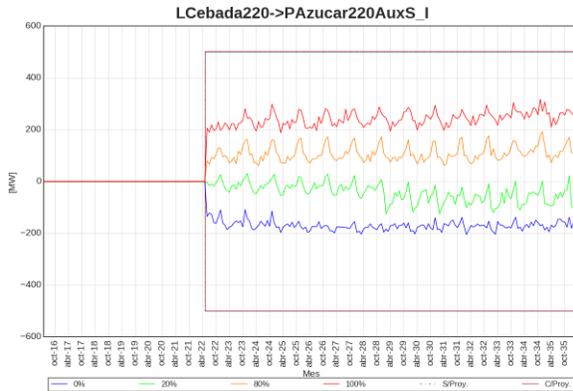


Figura 6.51: Flujos Nueva Punta Sierra – Pan de Azúcar 220 kV para distintas probabilidades de excedencia

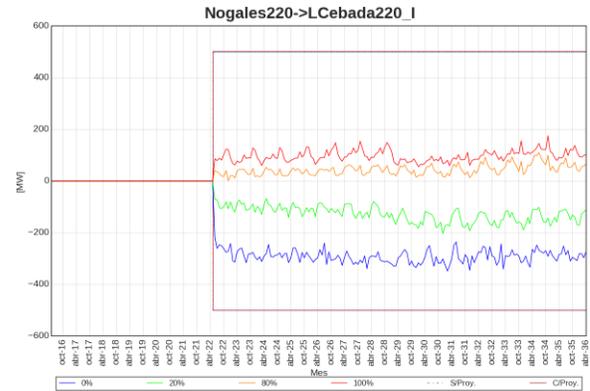


Figura 6.52: Flujos Nueva Nogales – Punta Sierra 220 kV para distintas probabilidades de excedencia

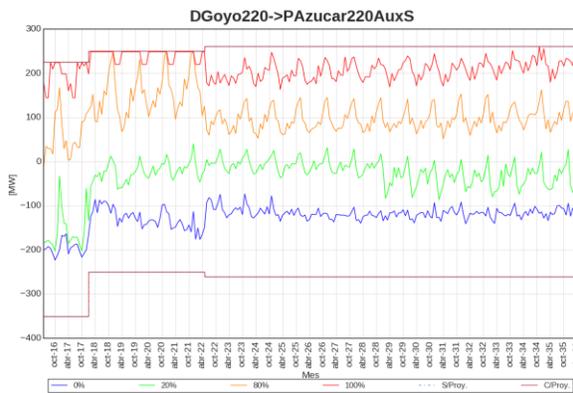


Figura 6.53: Flujos Don Goyo – Pan de Azúcar 220 kV para distintas probabilidades de excedencia

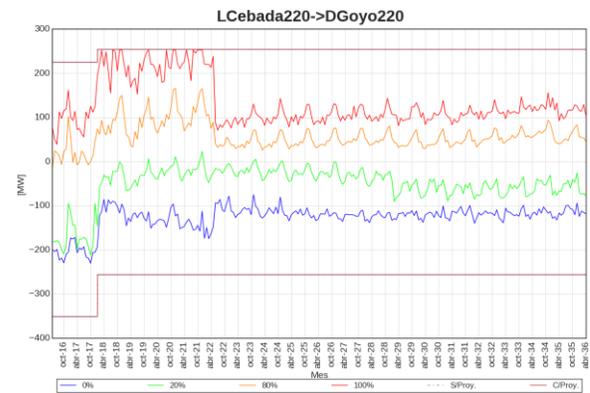


Figura 6.54: Flujos Punta Sierra – Don Goyo 220 kV para distintas probabilidades de excedencia

En los flujos presentados es posible apreciar que la alternativa de expansión permitiría transferir, desde su entrada en operación (mayo del 2022), flujos de hasta 200 MW, lo que permite descongestionar la línea de 220 kV existente. Con esto se espera que la capacidad de transmisión sea suficiente para todo el horizonte de planificación, incluso considerando las condiciones hidrológicas más exigentes para el tramo, tal como se presenta en la Figura 6.53.

6.3.2.4 Evaluación de la alternativa de expansión

Valor de Inversión	VATT	COMA
60.912 MUSD	7.240 MUSD	1.096 MUSD

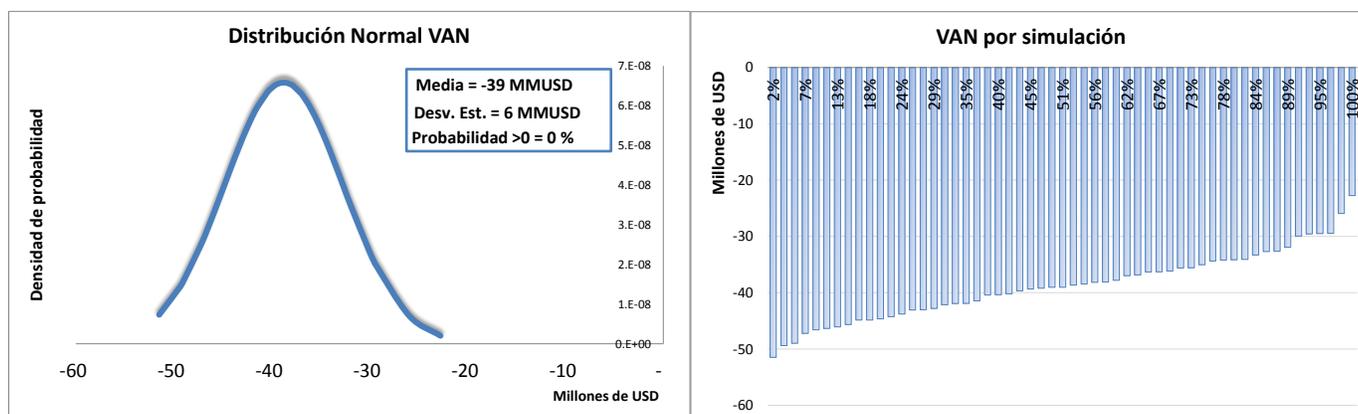
i. Evaluación por eficiencia en costos de operación

Tabla 6.19: Evaluación económica Nueva Línea Punta Sierra – Pan de Azúcar 2x220 kV

Año	Nueva línea 2x220 [kV]		Nueva Punta Sierra - Pan de Azúcar 2x500 [MVA] [MUSD]		
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	2.503	2.503
2020	1.293.725	1.293.725	-	19.261	19.261
2021	1.402.491	1.402.491	-	39.149	39.149
2022	1.517.445	1.517.177	269	1.096	828
2023	1.643.742	1.642.930	812	1.096	284
2024	1.713.177	1.711.280	1.897	1.096	800
2025	1.876.005	1.874.586	1.419	1.096	323
2026	2.078.015	2.076.286	1.729	1.096	633
2027	2.236.029	2.233.112	2.916	1.096	1.820
2028	2.416.613	2.413.883	2.731	1.096	1.634
2029	2.609.456	2.606.349	3.107	1.096	2.011
2030	2.846.715	2.842.801	3.914	1.096	2.817
2031	3.099.136	3.094.833	4.303	1.096	3.206
2032	3.401.189	3.395.323	5.866	1.096	4.770
2033	3.670.296	3.665.349	4.946	1.096	3.850
2034	3.882.939	3.876.381	6.558	1.096	5.461
2035	4.147.304	4.142.302	5.002	1.096	3.906
2036	1.184.349	1.182.774	1.575	1.096	478
			Agua Embalsada	COMA	
Valor Residual 2037			-	1.177	13.761
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			19.844	58.617	- 38.774

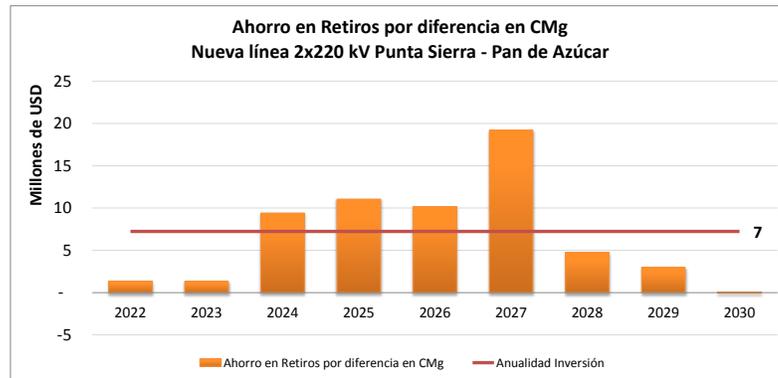
ii. Distribución de probabilidad del VAN

Figura 6.55: Distribución de probabilidad de VAN Nueva Línea Punta Sierra – Pan de Azúcar 2x220 kV



iii. Ahorros en Retiros por diferencia en CMg

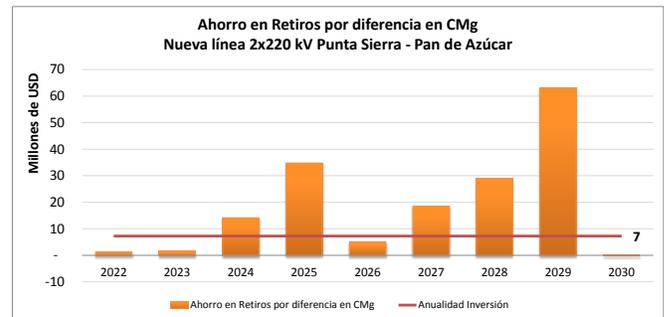
Figura 6.56: Eficiencia suministro a retiros Nueva Línea Punta Sierra – Pan de Azúcar 2x220 kV



iv. Condiciones hidrológicas Extremas

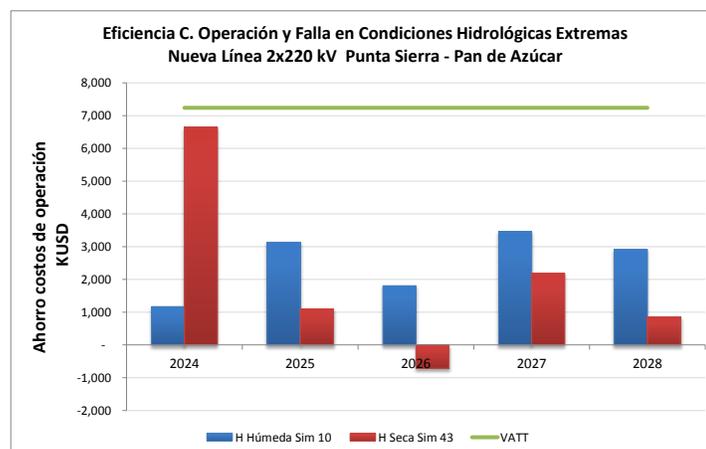
✓ Ahorro en retiros por diferencias en CMg

Figura 6.57: Hidrología Seca (2024 -2028 años más secos sim 43) Figura 6.58: Hidrología Húmeda (2024 -2028 años más húmedos sim 10)



✓ Eficiencia en costos de operación

Figura 6.59: Análisis de eficiencia en Costos de operación Hidrología Extrema (2024 -2028) Punta Sierra – Pan de Azúcar 220 kV



A partir de los resultados observados se concluye que no sería conveniente realizar el proyecto evaluado. Luego de observar que el beneficio económico en ahorro de costos de operación y falla para el sistema serían menores que la inversión del proyecto para la simulación media (promedio), se evaluó el proyecto a partir del modelo probabilístico cuya metodología fue descrita en el capítulo 5. En primer lugar, se observa que no existen simulaciones que arrojen beneficios económicos mayores a la inversión social necesaria para materializar el proyecto en cuestión. Adicionalmente, a partir del modelo se comprueba que la probabilidad de que el VAN del proyecto sea mayor que cero es menor al 1%.

Por otra parte, al analizar el impacto que la alternativa de expansión tendría en los retiros del Mercado Spot (energía retirada para abastecer los contratos), se observa que la disminución en el costo de estos retiros por diferencias en el costo marginal, solo sería mayor al VATT entre los años 2024 y 2027.

Además de la Figura 6.59 se observa que el ahorro en costos de operación y falla sería menor al VATT tanto para la simulación que concentra los años hidrológicos más secos entre los años 2024 y 2028, como la que concentra los años más húmedos en dicha ventana de tiempo.

Finalmente, se observa que, a pesar de las congestiones esperadas, y aun cuando el proyecto no presenta una clara conveniencia desde el punto de vista de su efecto en los costos de retiro de energía del Mercado Spot, no es conveniente desde el punto de vista de la eficiencia de costos de operación y falla, tanto para la simulación media (promedio) como para el modelo probabilístico.

Con el fin de analizar dicho resultado, a continuación, se grafican los costos marginales de las barras modeladas a ambos extremos del proyecto.

Operación económica del sistema

✓ Enero

Figura 6.60: Costos Marginales a ambos extremos del proyecto Punta Sierra – Pan de Azúcar, horas de día.

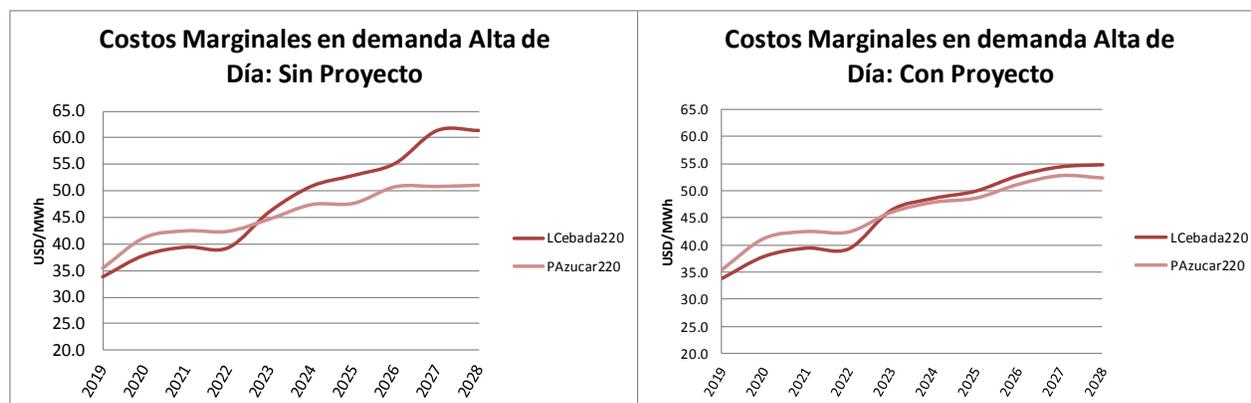
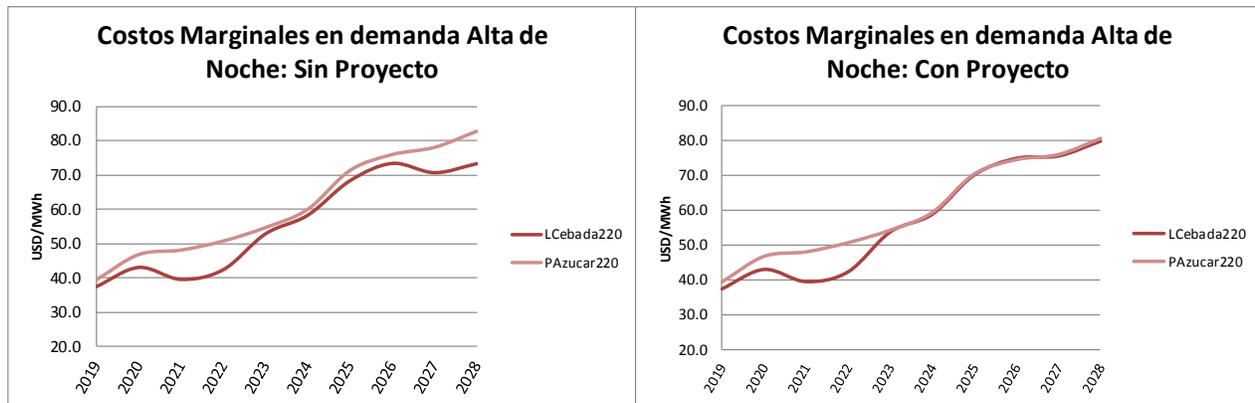


Figura 6.61: Costos Marginales a ambos extremos del proyecto Punta Sierra – Pan de Azúcar, horas de noche.



✓ Julio

Figura 6.62: Costos Marginales a ambos extremos del proyecto Punta Sierra – Pan de Azúcar, horas de día.

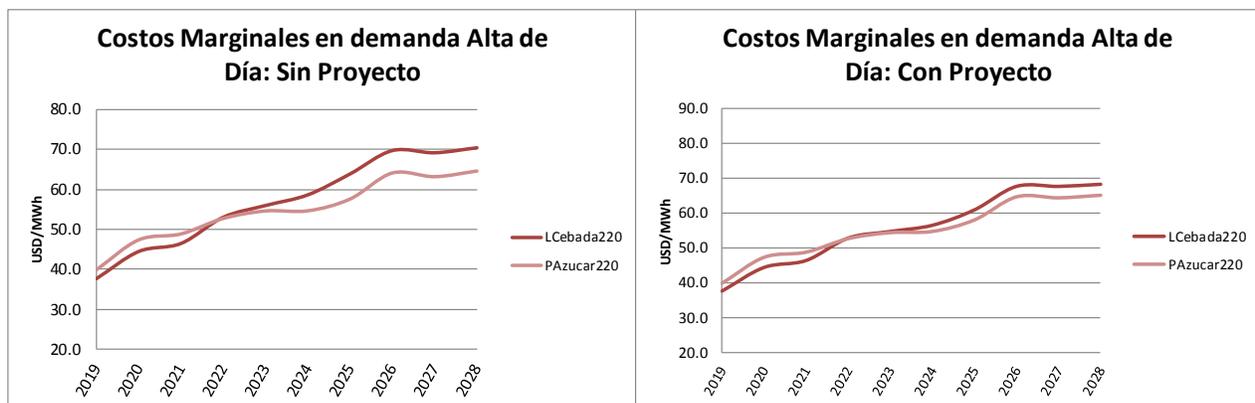
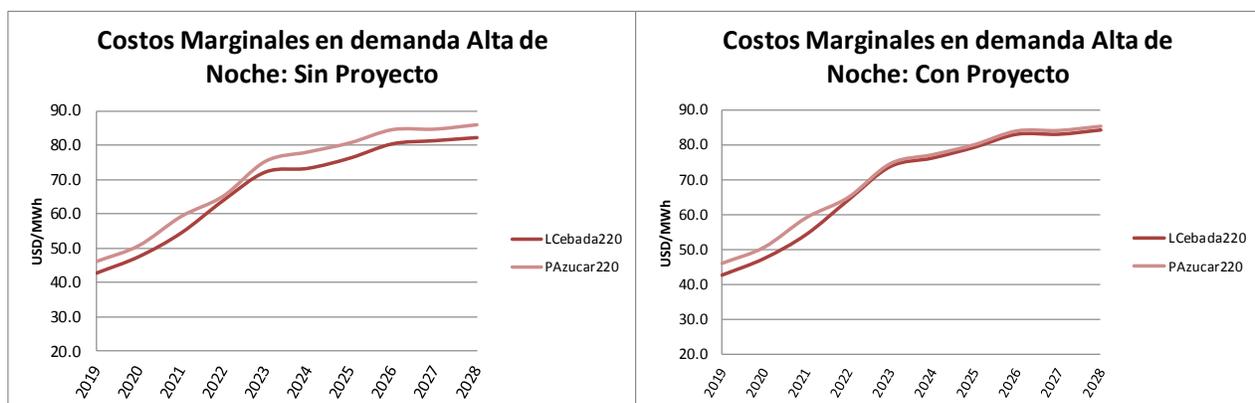


Figura 6.63: Costos Marginales a ambos extremos del proyecto Punta Sierra – Pan de Azúcar, horas de día.



En primer lugar, se observa en la Figura 6.60 que durante las horas de día el subsistema conformado desde Punta Sierra hacia el sur es importador de energía, presumiblemente debido a la alta demanda desde el centro y la oferta de energía de bajo costo, particularmente solar, disponible en el norte del sistema. En tanto, en la Figura 6.61 se observa que el subsistema importador de energía es el conformado desde Pan de Azúcar al norte, debido a la disminución de demanda en la zona central del sistema, a la ausencia del recurso solar al norte de Pan de Azúcar y a la permanencia de la demanda minera en Punta Colorada (norte de Pan de Azúcar).

Una vez observado esto se puede concluir que, si bien el proyecto permite un despacho de centrales más baratas para abastecer el sistema, este efecto no tiene un gran impacto económico pues las centrales reemplazadas en los momentos de mayor congestión son tecnologías de bajo costo variable (GNL de bajo costo o carbón).

Cabe señalar que estos análisis consideran que la línea Nogales - Punta Sierra 2x220 kV se encuentra en servicio. En atención a que la reciente emisión del informe respecto de las Necesidades de Expansión de la Transmisión 2016 - 2017 de la CNE no considera dicho proyecto, este tramo deberá ser revisado para esta nueva condición. Para lo anterior se elaborará un escenario complementario a los desarrollados en este informe, que dé cuenta de la posibilidad que ésta obra no sea considerada en el Decreto de Expansión 2017, conforme lo establece el artículo 6° de la Resolución Exenta N° 18/2017 de la Comisión Nacional de Energía.

6.4 SISTEMA DE 500 KV ENTRE SS/EE ALTO JAHUEL Y POLPAICO

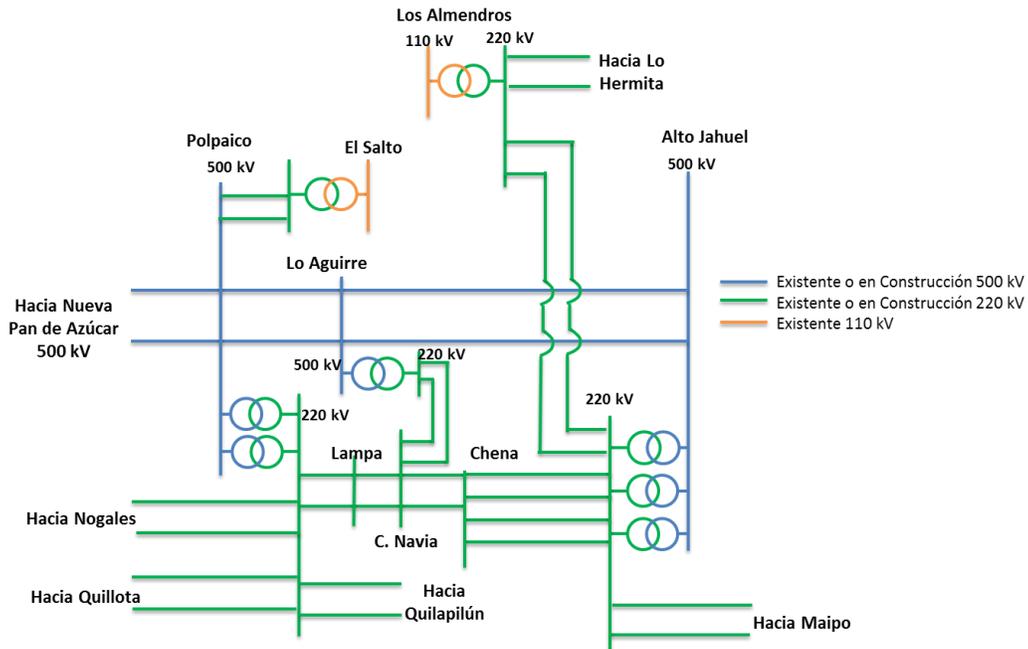
6.4.1 ANTECEDENTES

Entre las subestaciones Alto Jahuel y Polpaico el sistema de transmisión se conforma por una línea en doble circuito de 500 kV seccionada en S/E Lo Aguirre. A partir de la S/E Polpaico, S/E Lo Aguirre y S/E Alto Jahuel, se desprenden una serie de líneas y enmalles en 220 KV, destinadas al abastecimiento del mayor centro de consumos regulados del sistema ubicado en la Región Metropolitana.

Tabla 6.20: Instalaciones existentes y en construcción tramo Alto Jahuel - Polpaico

Instalaciones existentes:	(1) Línea 2x500 kV, 2x1800 MVA 25°C (2) Transformadores 2x500/220 kV, 2x750 MVA, Polpaico (3) Transformadores 2x500/220 kV, 2x750 MVA, A. Jahuel	
Obras en construcción	(4) Tercer transformador 500/220 kV, 1x750 MVA, A. Jahuel (5) Seccionamiento segundo circuito línea 2x500 kV Polpaico – Alto Jahuel en S/E Lo Aguirre.	Feb-18 Nov-18

Figura 6.64: Diagrama simplificado instalaciones existentes y en construcción entre S/E Alto Jahuel y S/E Polpaico



6.4.2 FLUJOS ESPERADOS EN EL LARGO PLAZO

En esta oportunidad se analizarán los niveles de transferencia esperados para la línea de 500 kV en el largo plazo.

Flujos temporales según probabilidades de excedencia

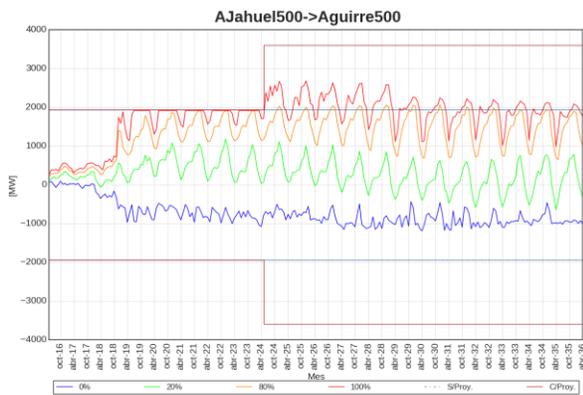


Figura 6.65: Flujos Alto Jahuel – Lo Aguirre 500 kV para distintas probabilidades de excedencia

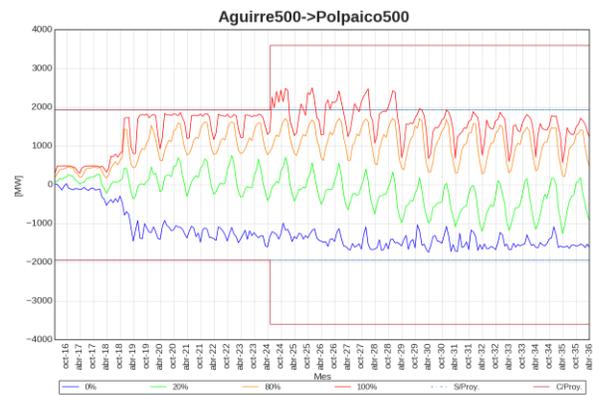
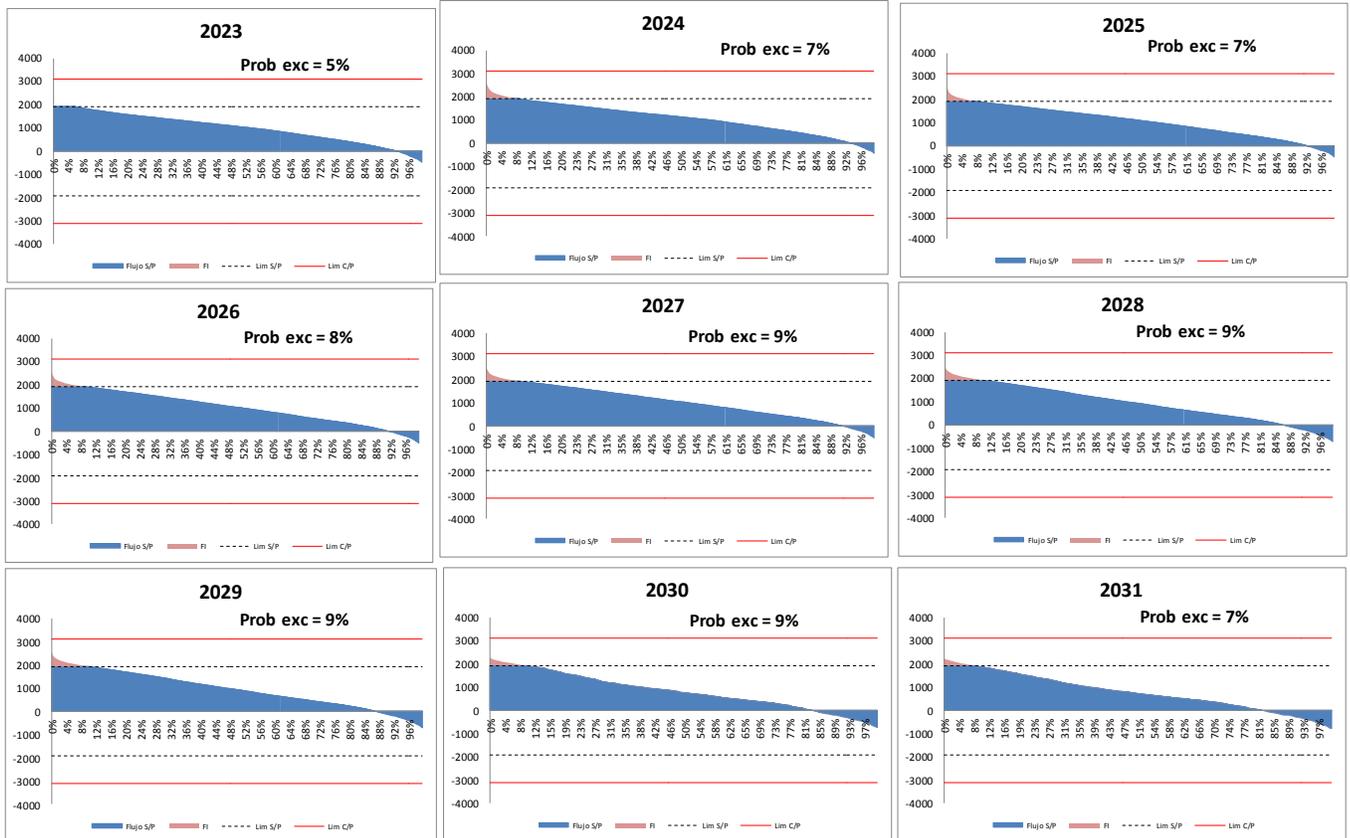


Figura 6.66: Flujos Lo Aguirre – Polpaico 500 kV para distintas probabilidades de excedencia

Curvas de duración de flujo anual Tramo Alto Jahuel al norte

Figura 6.67: Curvas de duración de flujo tramo Alto Jahuel al norte

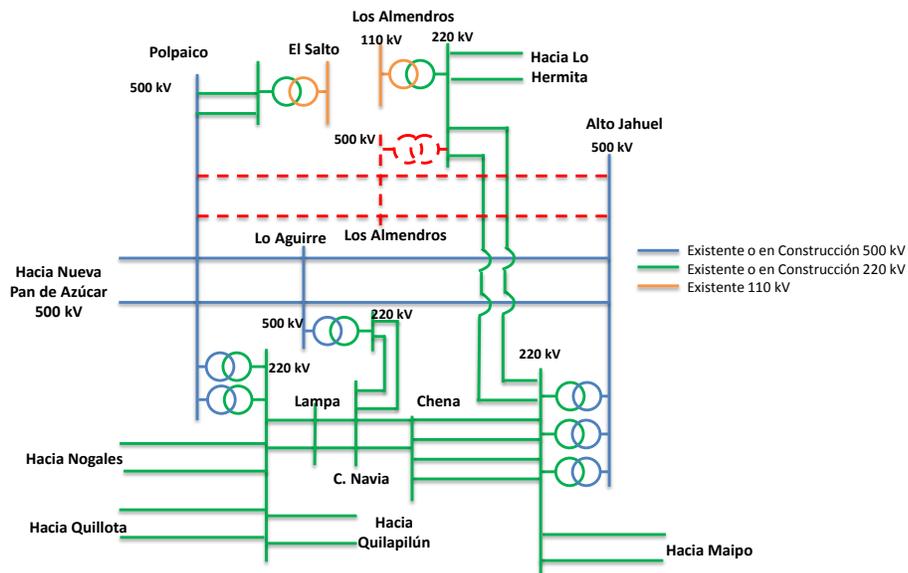


De acuerdo a los niveles de transferencias esperados se observa que para el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre se podrían originar sobrecargas en el largo plazo en el sentido sur – norte, alcanzando niveles de congestión cercanas al 10%.

6.4.3 ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN ANALIZADAS

Como alternativa de expansión se analiza la construcción de una nueva línea de 500 kV entre la S/E Alto Jahuel y S/E Polpaico con un seccionamiento, transformador 500/220 kV y un enlace a la S/E Los Almendros 220 KV. Este proyecto permitiría dotar al sistema de un punto de apoyo adicional a las tres subestaciones de suministro de energía actuales (SS/EE Polpaico, Jahuel y S. Lo Aguirre) para el abastecimiento de los clientes ubicados en la región Metropolitana. Adicionalmente, debido a la creación de un enlace por la zona oriente, se restarían transferencias al actual sistema de 500 kV poniente, tanto las provenientes desde la zona Sur través de la S/E Alto Jahuel, como las que confluyen desde la zona Norte en S/E Polpaico, igualmente se restarían flujos a los transformadores Polpaico 500/220 kV y Alto Jahuel 500/220 kV y la línea se presentaría como un refuerzo a los requerimientos del Sistema de Transmisión Zonal oriente Polpaico – El Salto 220 kV y Alto Jahuel – Los Almendros 220 kV.

Figura 6.68: Diagrama simplificado alternativas analizadas tramo Alto Jahuel - Polpaico



Flujos considerando Alternativa de Expansión

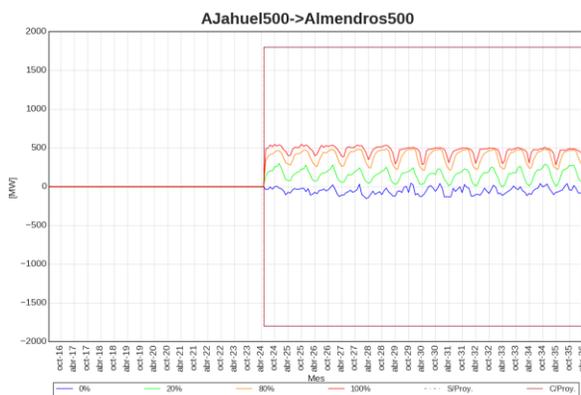


Figura 6.69: Flujos Alto Jahuel - Los Almendros 500 kV para distintas probabilidades de excedencia

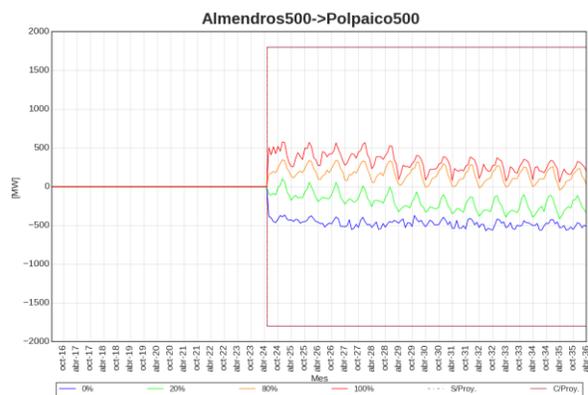


Figura 6.70: Flujos Los Almendros – Polpaico 500 kV para distintas probabilidades de excedencia

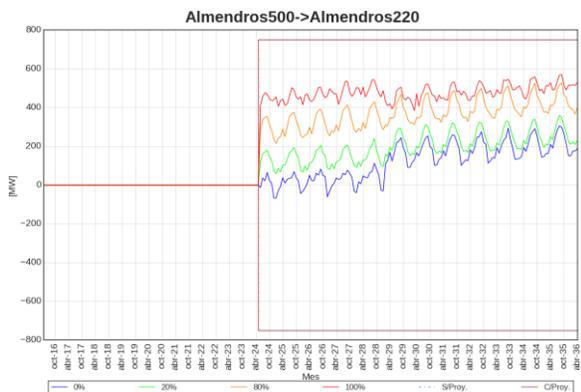


Figura 6.71: Flujos Transformación Los Almendros 500/220 kV y para distintas probabilidades de excedencia

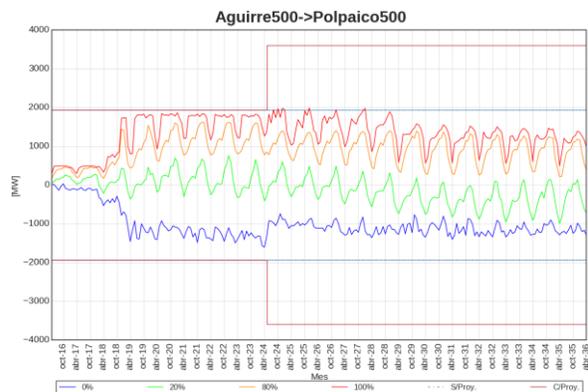


Figura 6.72: Flujos Aguirre – Polpaico 500 kV y para distintas probabilidades de excedencia

Se aprecia que la línea en cuestión alcanzaría flujos máximos del orden de los 500 MW, mientras que el transformador de enlace al actual sistema de 220 kV alcanzaría valores cercanos a los 600 MW. De la Figura 6.72 se observa que producto de la materialización del nuevo proyecto se eliminan las congestiones observadas manteniéndose las máximas transferencias por debajo de límite por criterio N-1.

6.4.4 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

Debido al elevado costo del proyecto, asociado a su envergadura y zona de emplazamiento, la cual es mayormente cordillerana y cercana a zonas urbanas, se evalúan como posibilidades su construcción en forma total y por etapas.

1. Alternativa 1. Nueva Línea Tramo completo Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico

Valor de Inversión	VATT	COMA
206.520 MUSD	24.547 MUSD	3.717 MUSD

Tabla 6.21: Evaluación económica Nueva Línea Alto Jahuel – Los Almendros - Polpaico 2x500 kV

Nueva línea 2x500 [kV] Alto Jahuel - Los Almendros - Polpaico 1700 [MVA] [MUSD]					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2016	925.556	925.556	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	2.040	2.040
2020	1.293.725	1.293.725	-	4.607	4.607
2021	1.403.576	1.403.576	-	30.607	30.607
2022	1.520.045	1.520.045	-	103.246	103.246
2023	1.650.456	1.650.456	-	66.020	66.020
2024	1.708.930	1.705.901	3.029	3.717	688
2025	1.873.249	1.868.756	4.494	3.717	776
2026	2.082.090	2.076.820	5.270	3.717	1.553
2027	2.239.444	2.230.973	8.471	3.717	4.754
2028	2.417.829	2.407.567	10.262	3.717	6.544
2029	2.607.685	2.599.785	7.900	3.717	4.182
2030	2.843.894	2.833.884	10.010	3.717	6.293
2031	3.096.644	3.085.373	11.271	3.717	7.554
2032	3.398.801	3.385.126	13.676	3.717	9.958
2033	3.666.989	3.651.241	15.748	3.717	12.030
2034	3.862.066	3.840.742	21.323	3.717	17.606
2035	4.129.537	4.105.774	23.763	3.717	20.045
2036	1.194.808	1.185.453	9.354	3.717	5.637
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			5.637	46.654	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			61.030	180.534	-119.504

Figura 6.73: Distribución de probabilidad de VAN Nueva Línea Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico 2x500 kV

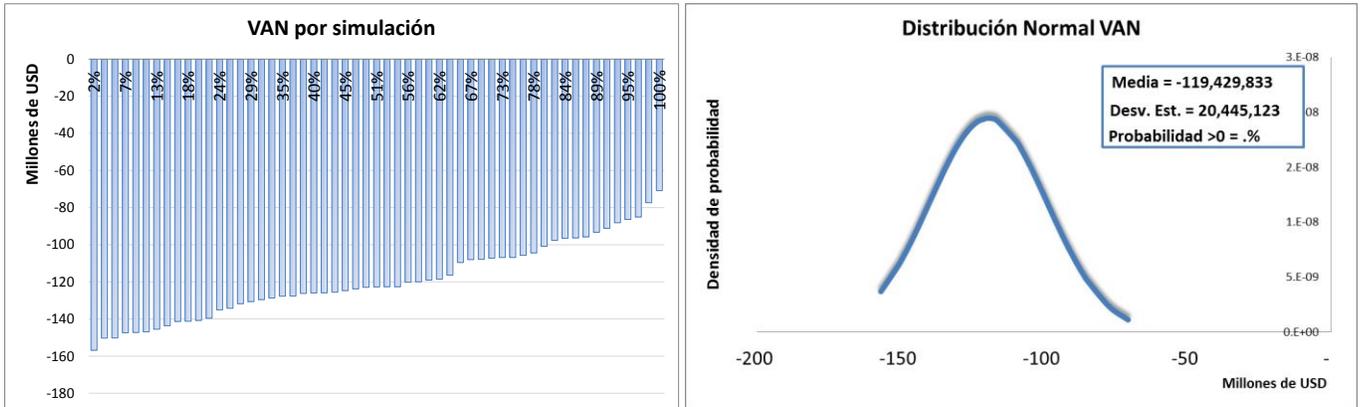
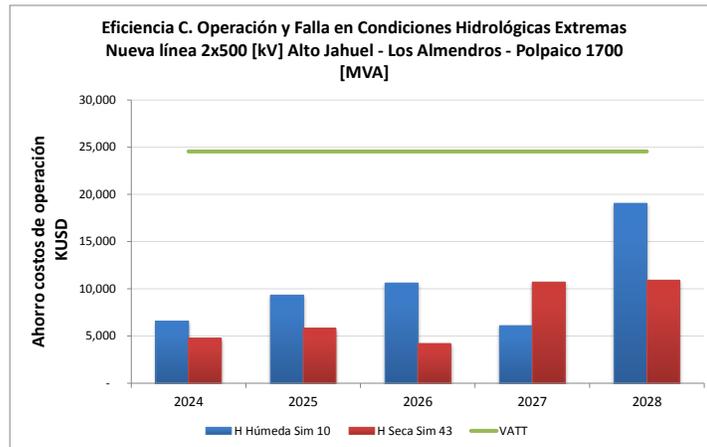


Figura 6.74: Análisis de eficiencia en Costos de operación Hidrología Extrema (2024 -2028) Alto Jahuel – Los Almendros - Polpaico



2. Alternativa 2. Nueva Línea Tramo Los Almendros – Polpaico

Valor de Inversión	VATT	COMA
123.912 MUSD	14.728 MUSD	2.230 MUSD

Tabla 6.22: Evaluación económica Nueva Línea Los Almendros - Polpaico 2x500 kV

Nueva línea 2x500 [kV] Tramo Los Almendros - Polpaico 1700 [MVA] [MUSD]					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2016	925.556	925.556	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	1.224	1.224
2020	1.293.725	1.293.725	-	2.764	2.764
2021	1.403.576	1.403.576	-	18.364	18.364
2022	1.520.045	1.520.045	-	61.947	61.947
2023	1.650.456	1.650.456	-	39.612	39.612
2024	1.708.930	1.706.436	2.494	2.230	264
2025	1.873.249	1.869.285	3.964	2.230	1.734
2026	2.082.090	2.077.136	4.953	2.230	2.723
2027	2.239.444	2.230.735	8.710	2.230	6.479
2028	2.417.829	2.408.893	8.936	2.230	6.706
2029	2.607.685	2.599.465	8.220	2.230	5.989
2030	2.843.894	2.834.669	9.225	2.230	6.994
2031	3.096.644	3.085.502	11.141	2.230	8.911
2032	3.398.801	3.386.249	12.553	2.230	10.322
2033	3.666.989	3.651.964	15.026	2.230	12.795
2034	3.862.066	3.842.367	19.698	2.230	17.468
2035	4.129.537	4.106.329	23.207	2.230	20.977
2036	1.194.808	1.186.950	7.857	2.230	5.627
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			6.957	27.993	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			57.878	108.321	-50.443

Figura 6.75: Distribución de probabilidad de VAN Nueva Línea Los Almendros - Polpaico kV

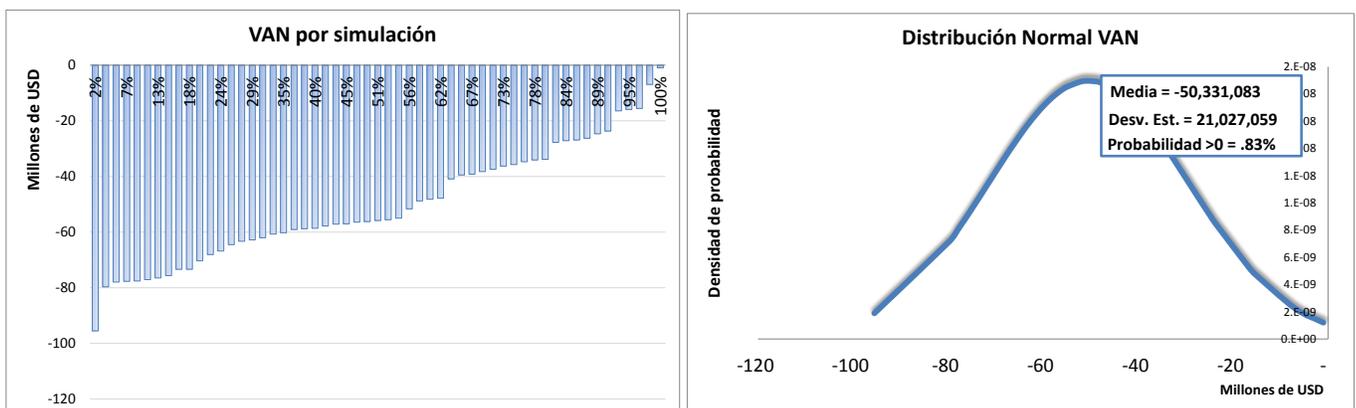
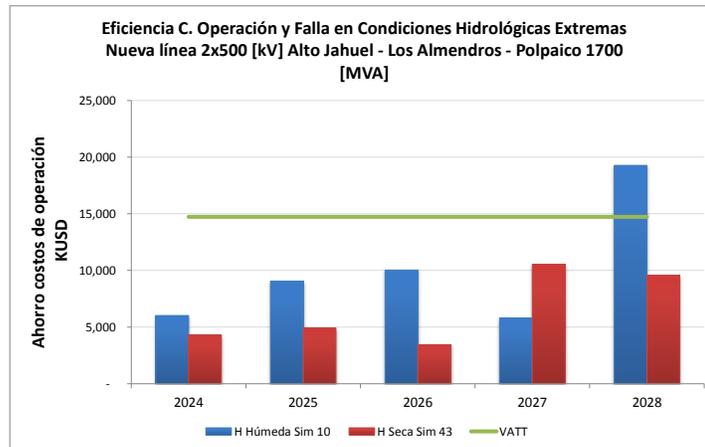


Figura 6.76: Análisis de eficiencia en Costos de operación Hidrología Extrema (2024 -2028) Los Almendros - Polpaico



6.4.5 DETERMINACIÓN DE LA ALTERNATIVA DE EXPANSIÓN

De acuerdo a los análisis realizados corresponde postergar la recomendación del proyecto, ya sea su construcción completa o por etapas. Lo anterior se debe principalmente al elevado costo que significa su realización; no obstante, en consideración que en el largo plazo el sistema de 500 kV existente presentaría congestiones, se deberán evaluar ésta u otras alternativas en conjunto con los requerimientos y desarrollo de los sistemas de transmisión zonales ubicados en el área que permita hacer uso de sinergias para construir el proyecto óptimo acorde a los requerimientos.

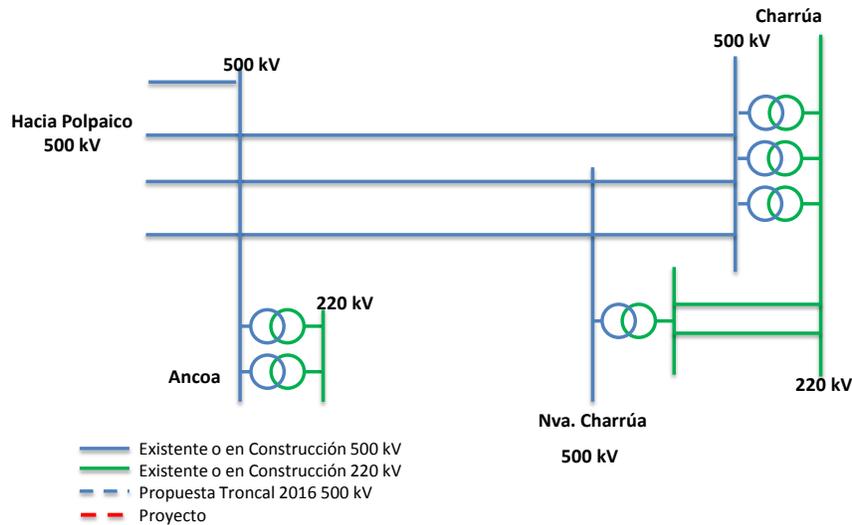
6.5 SISTEMA DE 500 KV ENTRE S/E CHARRÚA Y S/E ANCOA

6.5.1 ANTECEDENTES

El sistema de transmisión de 500 kV entre S/E Charrúa y S/E Ancoa se compondrá de dos líneas cuya función es transportar los grandes volúmenes de excedentes de generación en la zona sur de Chile hacia el mayor centro de consumo ubicado en la región Metropolitana.

Instalaciones existentes:	(1) Línea Charrúa –Ancoa 2x500 kV, 2x1766 MVA a 25°. (2) Transformadores 3x500/220 kV, 3 x 750 MVA S/E Charrúa
Obras en construcción	(3) Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa - Ancoa 1 y 2 dic-17 (4) Nueva línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV, 1x1766 MVA 25°C, tendido del primer circuito mar-18 (5) Nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa – Charrúa, 2x500 MVA 25°C y nuevo autotransformador 500/220 kV, 750 MVA en S/E Nueva Charrúa dic-18

Figura 6.77: Diagrama simplificado obras existentes entre S/E Charrúa y S/E Ancoa



6.5.2 RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN IDENTIFICADAS

Las restricciones de transmisión consideradas en la modelación de este tramo vienen dadas por la aplicación del criterio de seguridad N-1 en los distintos tramos, los cuales se presentan a continuación:

1. Contingencia en el transformador T5 (o T6) de Charrúa 500/220 kV:

$$F_{ATR\ Charrúa\ 500/220\ kV} + F_{ATR\ Nueva\ Charrúa\ 500/220\ kV} < 2600$$

2. Contingencia en uno de los circuitos Nueva Charrúa – Charrúa 2x220 kV:

$$F_{Nva\ Charrúa-Charrúa} < 1100\ MW$$

6.5.3 FLUJOS ESPERADOS EN EL LARGO PLAZO

Se analizarán los flujos esperados para los tramos de línea y para el tramo de elevación de tensión 500/220 kV derivado desde la barra de 220 kV de la S/E Charrúa. Cabe señalar que la necesidad de incorporación de un refuerzo entre la S/E Charrúa y la S/E Ancoa está fuertemente ligada a las decisiones de expansión para el tramo entre la S/E Cautín y la S/E Nueva Charrúa, el cual presentaría congestiones en el mediano plazo y en caso de ser liberadas considerando su llegada a la S/E Nueva Charrúa ocasionaría una distribución de flujos con mayor preferencia hacia la S/E Nueva Charrúa. Por lo anterior se señala que los gráficos presentados tienen incorporados en su modelación los resultados encontrados para el tramo Cautín - Charrúa y cuyos análisis se presentan en la sección 6.6.

✓ Líneas de Transmisión

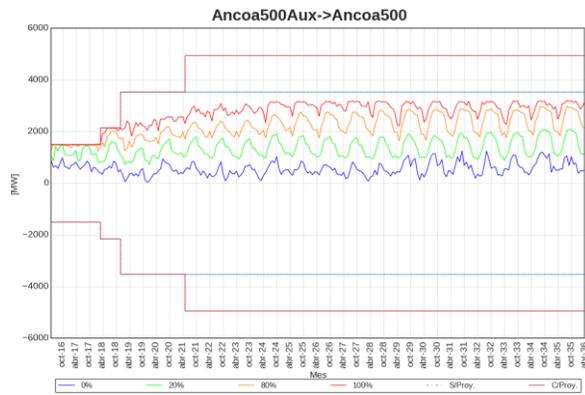


Figura 6.78: Flujos Desde el sur a S/E Ancoa 500 kV para distintas probabilidades de excedencia

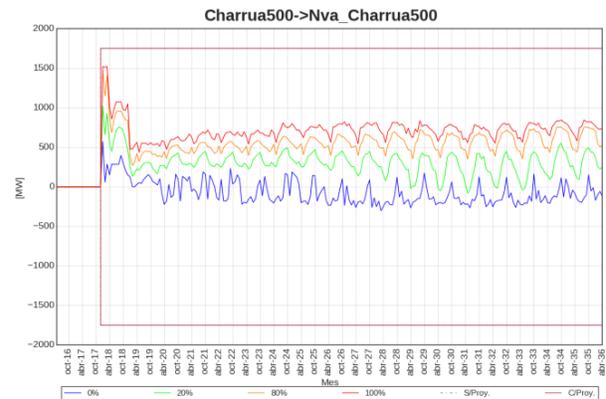


Figura 6.79: Flujos Charrúa – Nueva Charrúa 500 kV para distintas probabilidades de excedencia

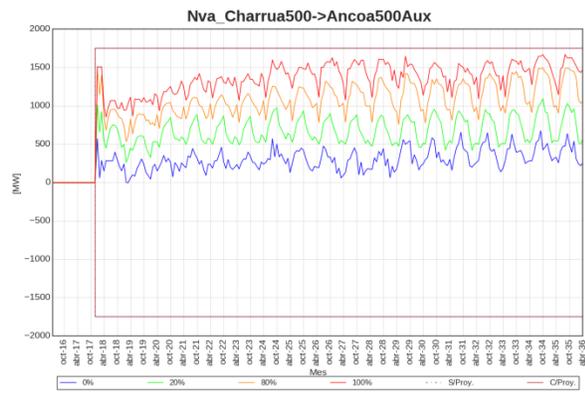


Figura 6.80: Flujos Nueva Charrúa – Ancoa 500 kV para distintas probabilidades de excedencia

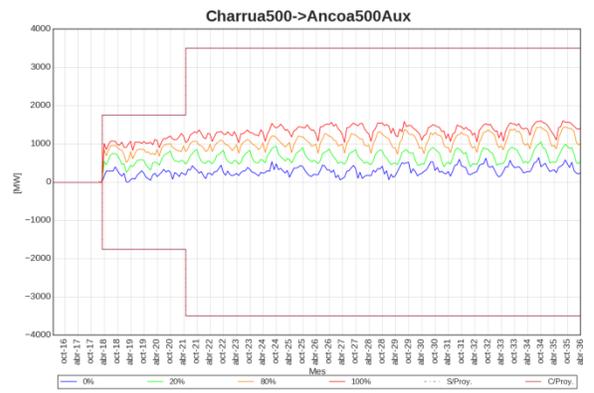


Figura 6.81: Flujos Charrúa – Ancoa 500 kV para distintas probabilidades de excedencia

✓ Instalaciones de transformación

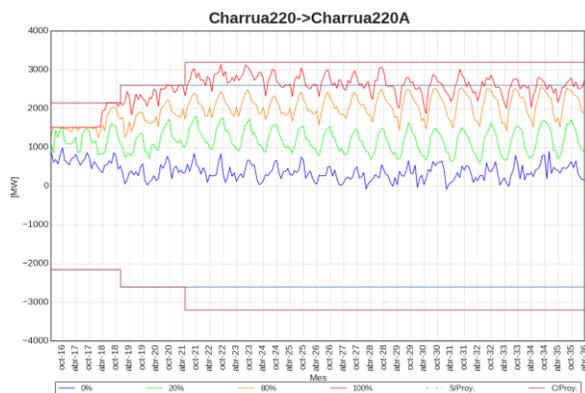


Figura 6.82: Flujos desde Charrúa 220 kV para distintas probabilidades de excedencia

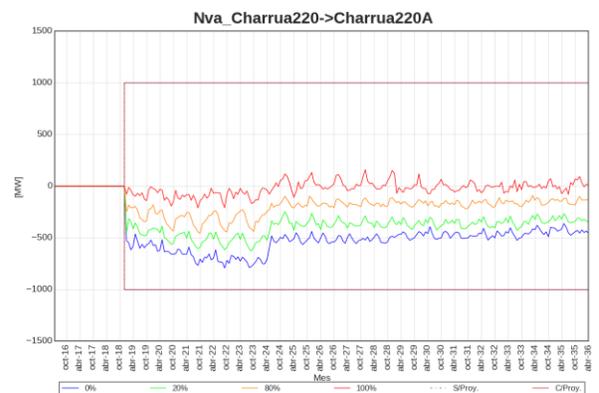


Figura 6.83: Flujos línea de enlace Nueva Charrúa 220 kV - Charrúa 220 kV para distintas probabilidades de excedencia

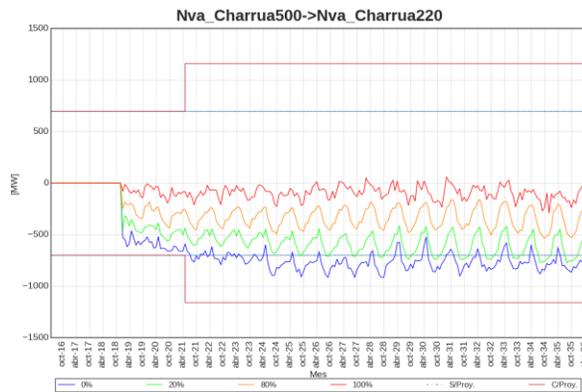


Figura 6.84: Flujos Transformación Nueva Charrúa 500/220 kV para distintas probabilidades de excedencia

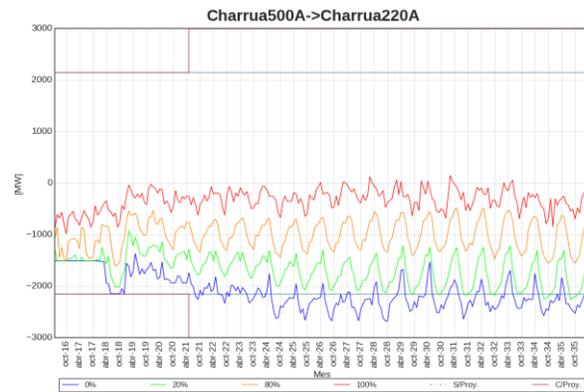
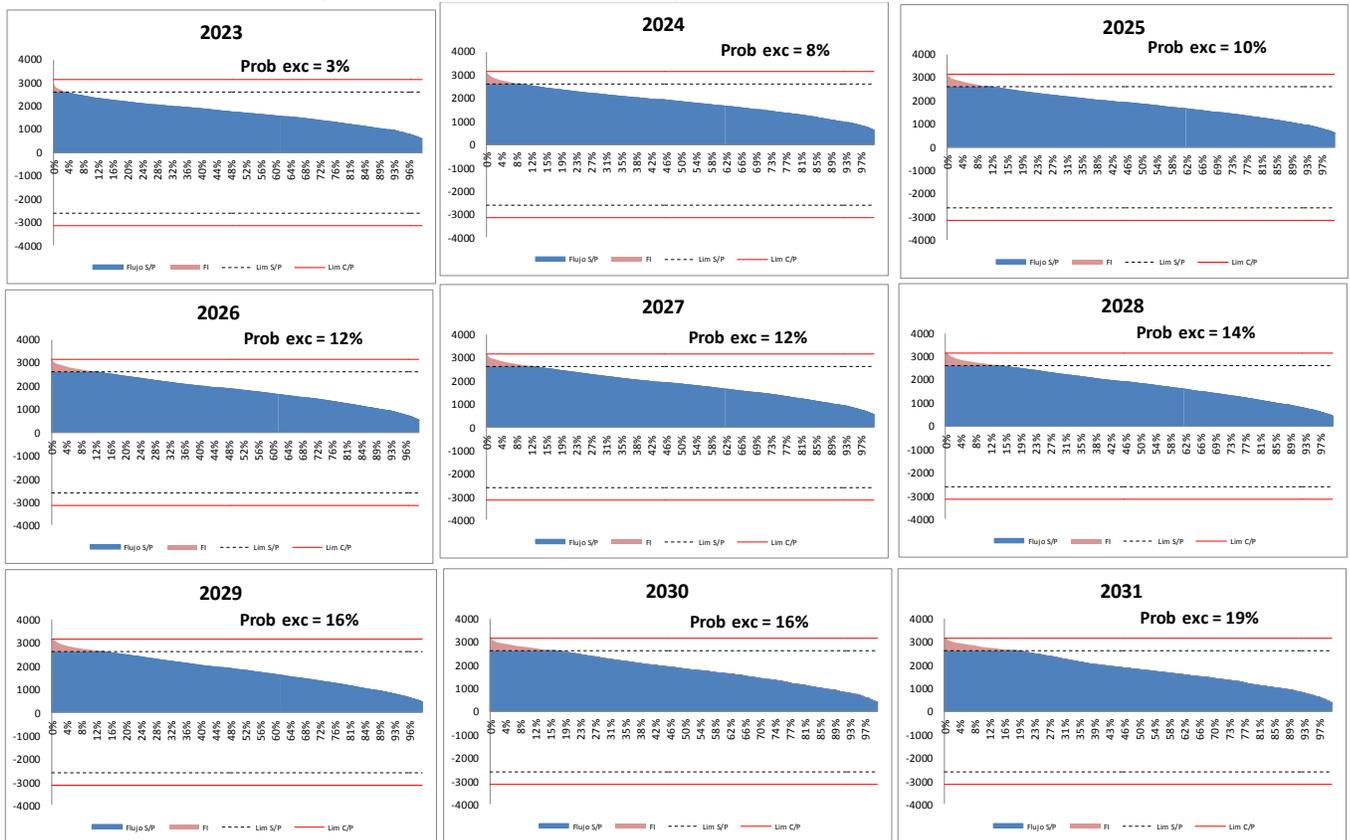


Figura 6.85: Flujos Transformación Charrúa 500/220 kV para distintas probabilidades de excedencia

Curvas de duración de flujo anual Tramo de transformación 500/220 kV suma en S/E Charrúa y Nva. Charrúa

Figura 6.86: Curvas de duración de flujo desde Charrúa 220 kV hacia 500 kV



De acuerdo a los resultados, se puede concluir que las principales congestiones en el horizonte 2018-2036 van cambiando dependiendo del período de análisis en función de los proyectos de transmisión que se van incorporando en la zona.

✓ **Tramo de Líneas.**

Debido a que las mayores transferencias se dan en el sentido sur – norte y que la subestación Nueva Charrúa 500 kV permitirá adicionar flujos al tramo Charrúa -Ancoa, la limitación de transmisión para el tramo de línea se ha modelado restringiendo la suma de flujos que lleguen desde el sur a la S/E Ancoa 500 kV.

La Figura 6.78 muestra una alta congestión del tramo entre el año 2016 y el año 2018 debido a la limitación por capacidad térmica de los equipos de compensación serie de las líneas de 500 kV. Con la entrada en servicio de la nueva línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV en marzo de 2018, la máxima transferencia se ve limitada por los tres transformadores Charrúa 500/200 kV. A partir de diciembre de 2018, la materialización del transformador en la S/E Nueva Charrúa permite la liberación de las restricciones de transformación desde 220 kV hacia 500 kV hasta fines del año 2020.

Cabe destacar que la modelación no considera la entrada del 2° circuito expreso entre la S/E Charrúa y la S/E Ancoa en 500 kV. Sin embargo, los análisis realizados dan cuenta de que, en caso de incorporarlo, disminuiría el flujo en la línea Nueva Charrúa - Charrúa 500 kV, llegando incluso a invertirse a partir del año 2021. Esto implicaría una subutilización de la línea Nueva Charrúa – Charrúa 500 kV, debido a que la energía transferida hacia el centro desde la zona de Charrúa tendería a transitar preferentemente por el camino eléctrico a través de la línea expresa Charrúa – Ancoa 500 kV.

✓ **Tramo de Transformación.**

La Figura 6.82 muestra los flujos proyectados que llegan a Charrúa 220 kV con dirección hacia Charrúa 500 kV. Previo a la puesta en servicio del primer circuito de la nueva línea 2x500 kV Charrúa – Ancoa en marzo del 2018, las transferencias de energía por los transformadores 550/220 kV de la subestación Charrúa, se ven limitados por la capacidad de las líneas de 500 kV entre Charrúa y Ancoa, tal como se observa en la figura. Posteriormente, la entrada de dicho proyecto liberaría la restricción permitiendo un mayor flujo por los mencionados transformadores, quedando estos últimos limitados por su propia capacidad. Esto se observa hasta diciembre de 2018, fecha en que se secciona la línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV y se añade un transformador en la S/E Nueva Charrúa. Con la entrada de estas últimas obras se aumenta la capacidad de transformación de 500/220 kV a 2600 MVA considerando criterio N-1.

Luego de la entrada de todos los proyectos en construcción para este tramo, se aprecia que las transferencias esperadas alcanzan el límite de transmisión a partir del año 2021 en la condición hidrológica con mayor flujo en el tramo y a partir del año 2024 los flujos congestionados se verían aumentados debido a la liberación de restricciones desde la S/E Cautín hacia la S/E Charrúa gracias a la incorporación del proyecto en la zona sur.

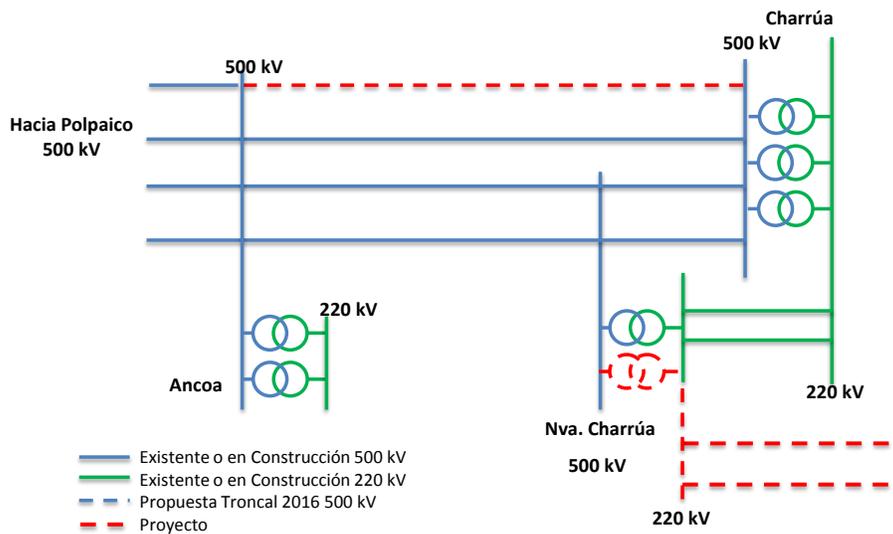
De acuerdo a los gráficos de probabilidad de excedencia no se esperaría congestión para los tramos de línea, por lo que no resulta pertinente la evaluación del tendido del segundo circuito de la Nueva línea Charrúa – Ancoa. Por otra parte, se observa que las transferencias derivadas desde Charrúa 500 kV hacia Charrúa 220 kV y hacia Nueva Charrúa 220 kV si se verían restringidas para algunas condiciones hidrológicas presentando congestiones entorno al 19%.

6.5.4 ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN ANALIZADAS

Como alternativa de expansión del tramo de línea se cuenta con la posibilidad de tener el cuarto circuito Charrúa – Ancoa 500 kV, pero debido a que no se presentarían restricciones no resulta pertinente su evaluación. En cuanto al tramo de transformación, como proyecto se considera la incorporación de un segundo equipo 500/220 kV en S/E Nueva Charrúa.

- ✓ Alternativa 1: Segundo Transformador 500/220 kV, 750 MVA en S/E Nueva Charrúa may-21

Figura 6.87: Diagrama simplificado alternativa propuesta entre S/E Alto Jahuel y S/E Polpaico



6.5.5 RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN IDENTIFICADAS

Al incorporar el proyecto “Segundo Transformador 500/220 kV, 750 MVA en S/E Nueva Charrúa” se modifican las restricciones de transmisión identificadas para la zona, las que se describen a continuación en función del tramo de transmisión y la contingencia que las gatilla:

1. Contingencia en el transformador T5 (o T6) de Charrúa 500/220 kV:

$$F_{ATR \text{ Charrúa } 500/220 \text{ kV}} + F_{ATR \text{ Nueva Charrúa } 500/220 \text{ kV}} < 3158$$

2. Contingencia en el transformador T5 (o T6) de Nueva Charrúa 500/220 kV:

$$F_{ATR \text{ Nueva Charrúa } 500/220 \text{ kV}} < 2000$$

3. Contingencia en un transformador de Charrúa 500/220 kV:

$$F_{ATR \text{ Charrúa } 500/220 \text{ kV}} < 1158$$

Flujos considerando Alternativa de Expansión

a. Instalaciones de transformación

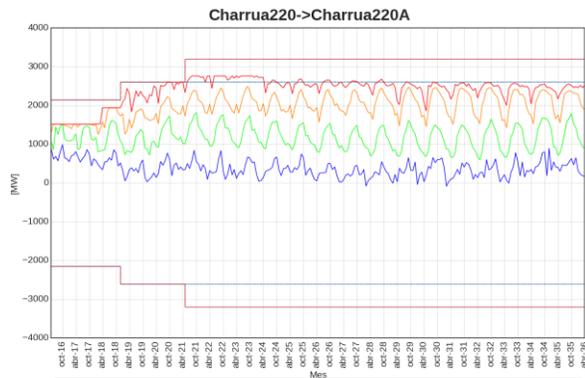


Figura 6.88: Flujos desde Charrúa 220 kV para distintas probabilidades de excedencia

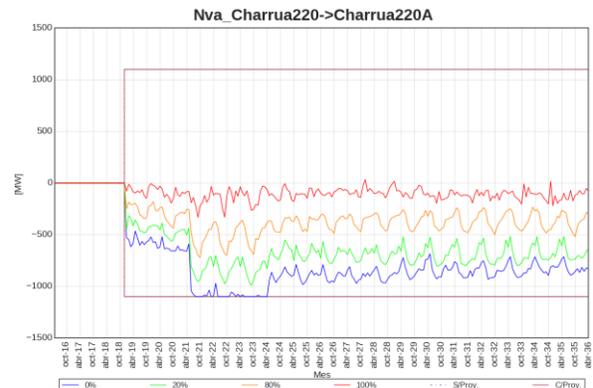


Figura 6.89: Flujos línea de enlace Nueva Charrúa 220 kV - Charrúa 220 kV para distintas probabilidades de excedencia

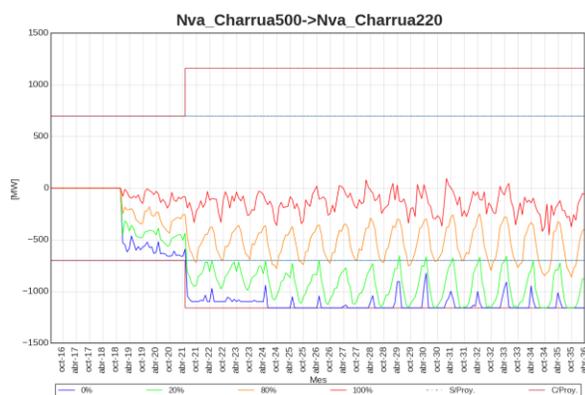


Figura 6.90: Flujos Transformación Nueva Charrúa 500/220 kV para distintas probabilidades de excedencia

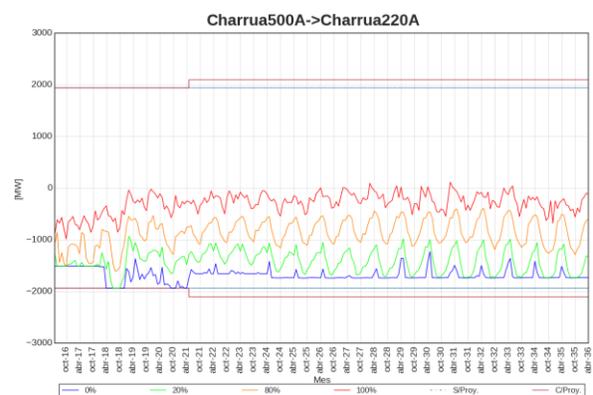


Figura 6.91: Flujos Transformación Charrúa 500/220 kV para distintas probabilidades de excedencia

6.5.6 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

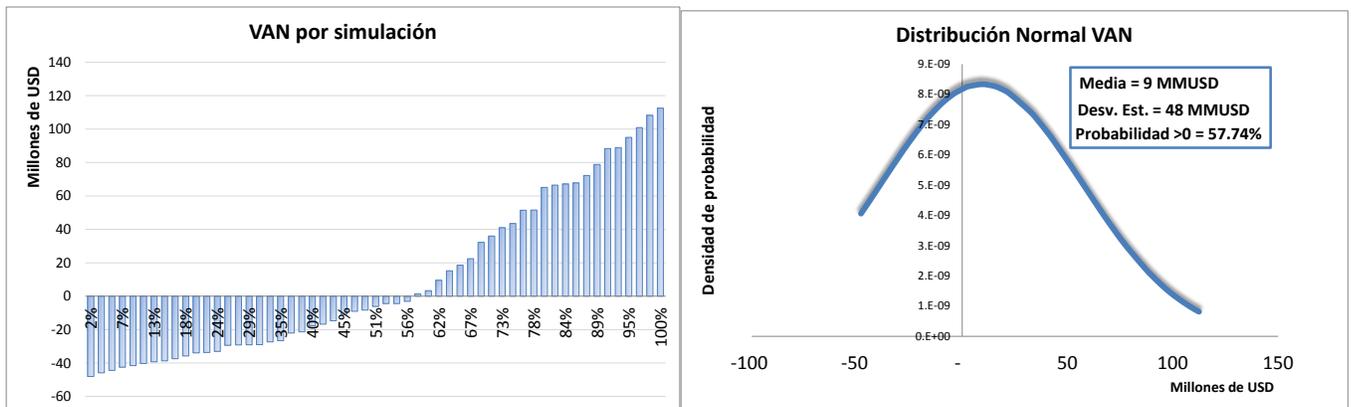
A continuación, se realiza la evaluación económica del proyecto “Segundo Transformador 500/220 kV, 750 MVA en S/E Nueva Charrúa”, lo que permitiría liberar las restricciones de transformación observadas.

Valor de Inversión	VATT	COMA
26.300 MUSD	3126 MUSD	473 MUSD

Tabla 6.23: Evaluación económica Segundo Transformador S/E Nueva Charrúa 500 kV

Segundo Transformador 500/220 kV S.E. Nueva Charrúa [MUSD]						
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio	
2016	925.559	925.559	-	-	-	
2017	1.328.936	1.328.936	-	-	-	
2018	1.175.076	1.175.076	-	1.052	1.052	
2019	1.086.328	1.086.317	-	8.416	8.416	
2020	1.293.324	1.293.324	-	16.832	16.832	
2021	1.403.571	1.403.317	254	1.853	1.599	
2022	1.519.913	1.519.298	614	1.853	1.238	
2023	1.650.450	1.649.542	908	1.853	944	
2024	1.711.498	1.708.799	2.698	1.853	846	
2025	1.877.247	1.873.065	4.182	1.853	2.329	
2026	2.084.986	2.082.159	2.827	1.853	975	
2027	2.240.902	2.238.492	2.409	1.853	557	
2028	2.424.785	2.417.426	7.359	1.853	5.507	
2029	2.616.211	2.607.651	8.560	1.853	6.708	
2030	2.854.816	2.845.391	9.425	1.853	7.572	
2031	3.109.975	3.098.085	11.890	1.853	10.038	
2032	3.404.358	3.398.293	6.066	1.853	4.213	
2033	3.676.507	3.669.538	6.968	1.853	5.116	
2034	3.879.242	3.863.850	15.392	1.853	13.540	
2035	4.141.536	4.130.950	10.586	1.853	8.733	
2036	1.189.046	1.193.075	-	4.029	1.853	5.882
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA		
			47.933	23.250		
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN	
Valores Presentes			51.754	43.003	8.751	

Figura 6.92: Distribución de probabilidad de VAN segundo transformador 500/220 kV



6.5.7 ANÁLISIS Y RECOMENDACIÓN

De acuerdo a los análisis presentados, se observa que existiría algún grado de saturación para las transferencias que llegan en 220 kV hacia 500 kV. Cabe señalar que la necesidad de incorporación de un refuerzo de transformación está fuertemente ligado a las decisiones de expansión en el tramo Cautín - Nueva Charrúa, el cual podría presentar congestiones en el mediano plazo. En caso de liberar las restricciones desde el sur hasta la S/E Nueva Charrúa, mediante la incorporación de nueva transmisión, se gatillan los requerimientos de expansión de transformación.

De acuerdo a los resultados presentados en la evaluación económica de un segundo transformador en S/E Nueva Charrúa se observa que, si bien los ahorros de costo de operación se vuelven relevantes desde el año 2024, fecha en

que se pondría en servicio la nueva Línea Nueva Charrúa- Nueva Mulchén. El VAN promedio indica la conveniencia de su materialización con un VAN de 9 MMUSD y una probabilidad de que éste sea mayor que cero de un 62%. Por lo anterior se recomienda la ejecución del proyecto “Segundo transformador 500/220 kV, 750 MVA en S/E Nueva Charrúa”.

6.6 TRAMO CIRUELOS - CAUTÍN – MULCHÉN - CHARRÚA

6.6.1 ANTECEDENTES

El tramo Ciruelos - Cautín – Mulchén – Charrúa se encuentra ubicado en la región del Biobío y de la Araucanía, la zona se caracteriza por presentar un gran potencial de desarrollo eólico. El tramo existente ente S/E Cautín y S/E Charrúa se encuentra construido en 220 kV con tres circuitos y corresponde al único para el cual no se han recomendado refuerzos en la zona sur del Sistema de Transmisión Nacional. El tramo además de permitir la conexión del potencial de generación en la zona, se presenta como un corredor para transmitir las inyecciones que se originan desde S/E Cautín al Sur, hacia el centro de consumo en la Región Metropolitana.

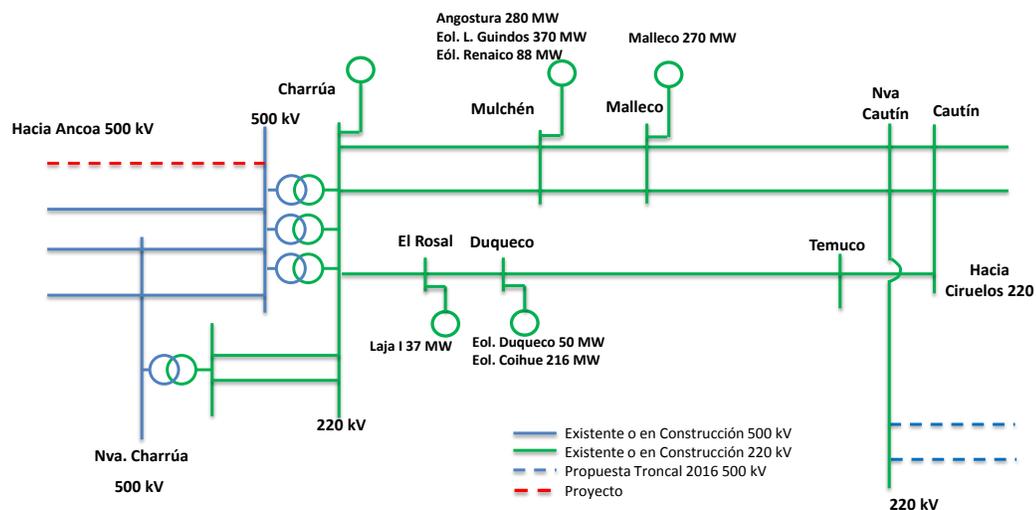
Desde el externo norte del tramo (S/E Charrúa) el sistema cuenta con un desarrollo en 500 kV, mientras que en el extremo sur (S/E Cautín) se están construyendo igualmente refuerzos en líneas de 500 kV, energizadas en 220 kV hasta la zona de Puerto Montt.

Tabla 6.24: Instalaciones existentes y en construcción tramo Cautín - Charrúa

Instalaciones existentes:	(1) Línea 2x220 kV Cautín – Mulchén - Charrúa, 2x500 MVA 40°C (2) Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco, 1x264 MVA 25°C (3) Línea 1x220 kV Cautín – Temuco, 2x193 MVA 25°C	-
Obras en construcción	(4) Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cautín - Ciruelos 2x1700 MVA, energizada en 220 kV(*)	may-22

* En los análisis se realizan supuestos de su incorporación o no como línea en construcción, debido a la incertidumbre de su inclusión en el Decreto de Expansión 2017, que será publicado en marzo del presente año.

Figura 6.93: Diagrama simplificado instalaciones existentes y en construcción entre S/E Cautín y S/E Charrúa



6.6.2 RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN IDENTIFICADAS

Las restricciones de transmisión consideradas en la modelación de este tramo vienen dadas por la aplicación del criterio de seguridad N-1 en los distintos tramos de la zona. Aquellas contingencias más críticas y que definen la limitación se presentan a continuación:

1. Contingencia en uno de los circuitos de la línea Mulchén – Charrúa 2x220 kV:

$$F_{\text{Mulchén-Charrúa}} < 595 \text{ MW}$$

2. Contingencia en uno de los circuitos Nueva Charrúa – Charrúa 2x220 kV:

$$F_{\text{Nva Charrúa-Charrúa}} < 1100 \text{ MW}$$

3. Contingencia en el transformador T5 (o T6) de Charrúa 500/220 kV:

$$F_{\text{ATR Charrúa 500/220 kV}} + F_{\text{ATR Nueva Charrúa 500/220 kV}} < 2600$$

6.6.3 FLUJOS ESPERADOS EN EL LARGO PLAZO

Los niveles de transferencias esperados para el tramo en el largo plazo se presentan a continuación:

Flujos temporales según probabilidades de excedencia

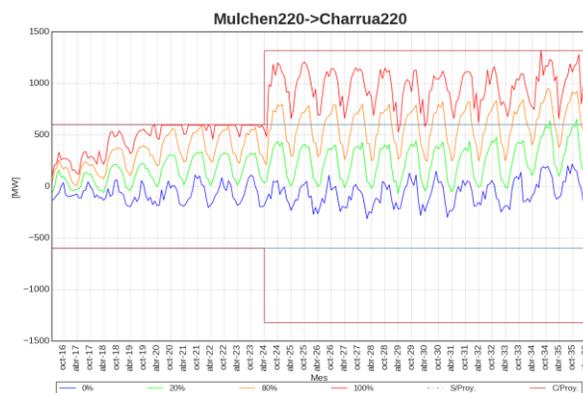


Figura 6.94: Flujos Mulchén - Charrúa para distintas probabilidades de excedencia

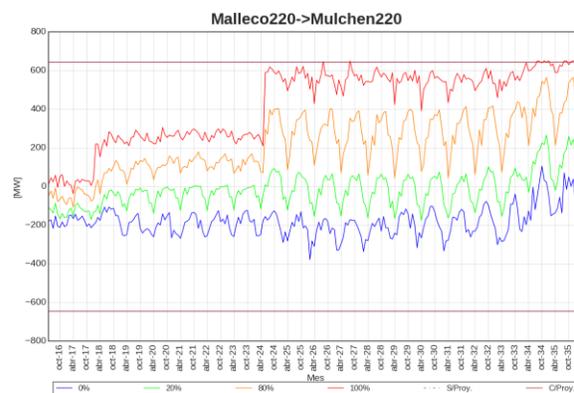


Figura 6.95: Flujos Malleco - Mulchén para distintas probabilidades de excedencia

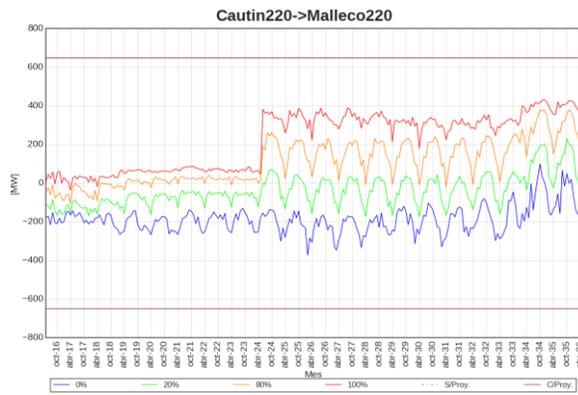


Figura 6.96: Flujos Cautín – Malleco para distintas probabilidades de excedencia

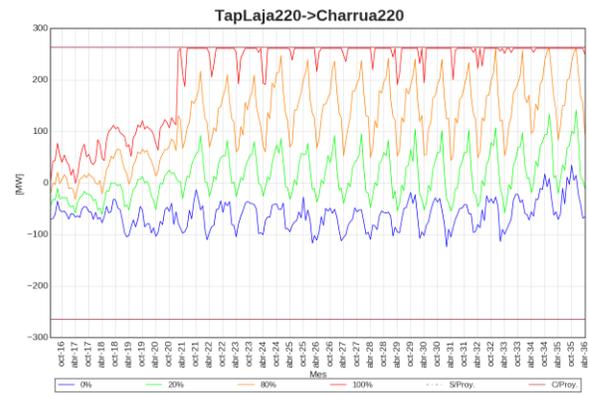


Figura 6.97: Flujos Tap Laja - Charrúa para distintas probabilidades de excedencia

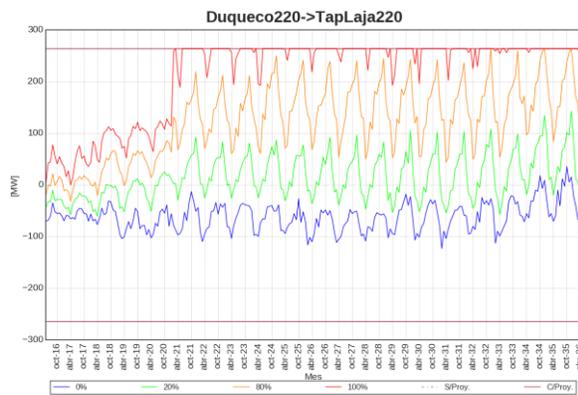


Figura 6.98: Flujos Duqueco – Tap Laja para distintas probabilidades de excedencia

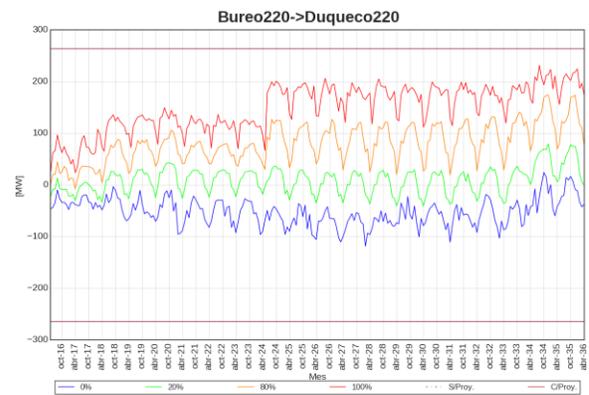


Figura 6.99: Flujos Bureo - Duqueco para distintas probabilidades de excedencia

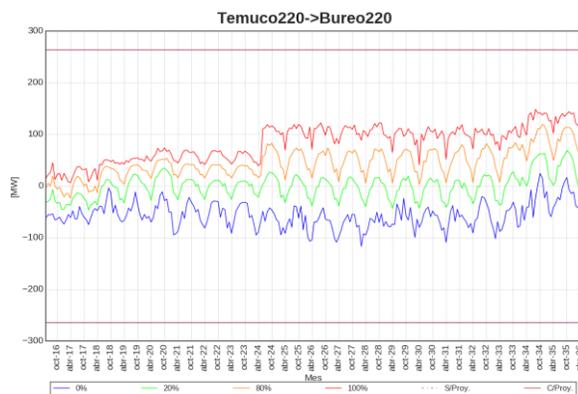


Figura 6.100: Flujos Temuco –Bureo para distintas probabilidades de excedencia

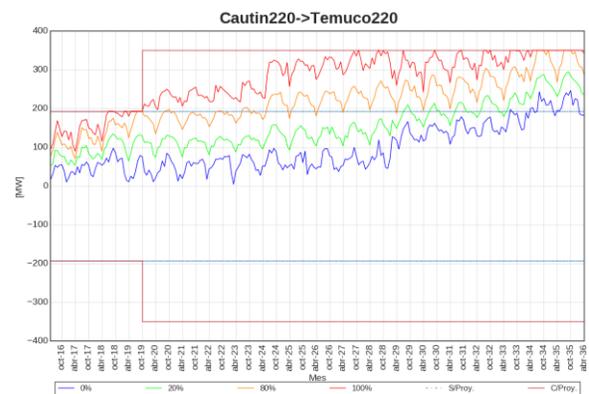


Figura 6.101: Flujos Cautín – Temuco para distintas probabilidades de excedencia

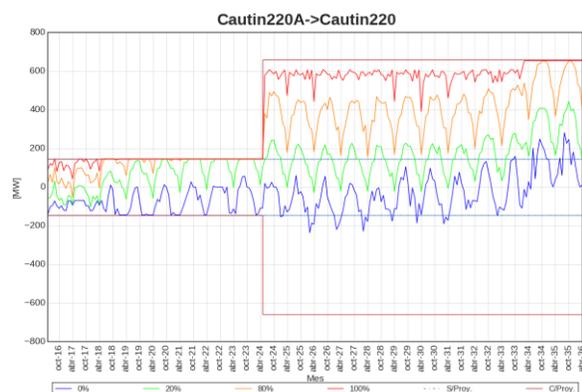


Figura 6.102: Flujos desde el sur a S/E Cautín para distintas probabilidades de excedencia

De acuerdo a los resultados de flujos temporales esperados, se observa que se podrían presentar congestiones en el sentido sur – norte, de relevancia significativa para el tramo Mulchén – Charrúa y para el tramo Cautín - Ciruelos. A continuación, se presentan los gráficos de curvas de duración de flujos para estos tramos, de modo de obtener un indicador del nivel de congestión esperada.

Para la línea paralela Charrúa – Duqueco – Temuco, de menor capacidad, se observarían restricciones en el tramo Duqueco – Tap Laja para algunas condiciones hidrológicas extremas.

Cabe destacar que tal como se señaló en la Tabla 6.24, para el tramo Ciruelos – Cautín, la DPD del CDEC SIC realizó una propuesta de expansión para el tramo consistente en la construcción de una línea 2x500 [kV] Nueva Cautín - Ciruelos 2x1700 MVA, energizada en 220 kV. Este proyecto se asume como supuesto en la modelación para la exploración de alternativas de expansión desde S/E Cautín al norte, a excepción de la Alternativa 3 y Alternativa 4, en que se incorpora como proyecto a evaluar para enfrentar la eventualidad en que éste no sea incorporado en el plan de expansión 2016-2017 de la CNE.

Curvas de duración de flujo anual

Figura 6.103: Curvas de duración de flujo tramo Mulchén - Charrúa

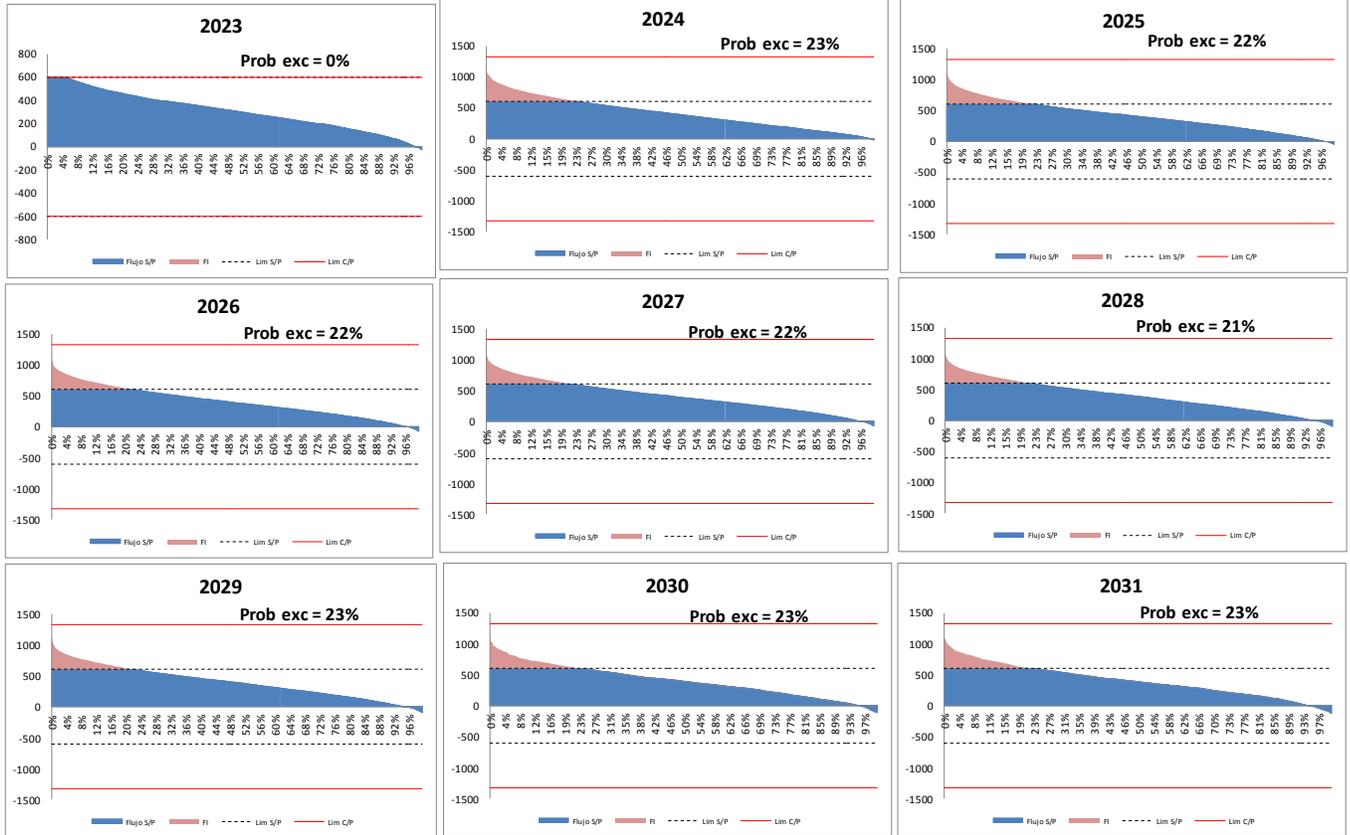
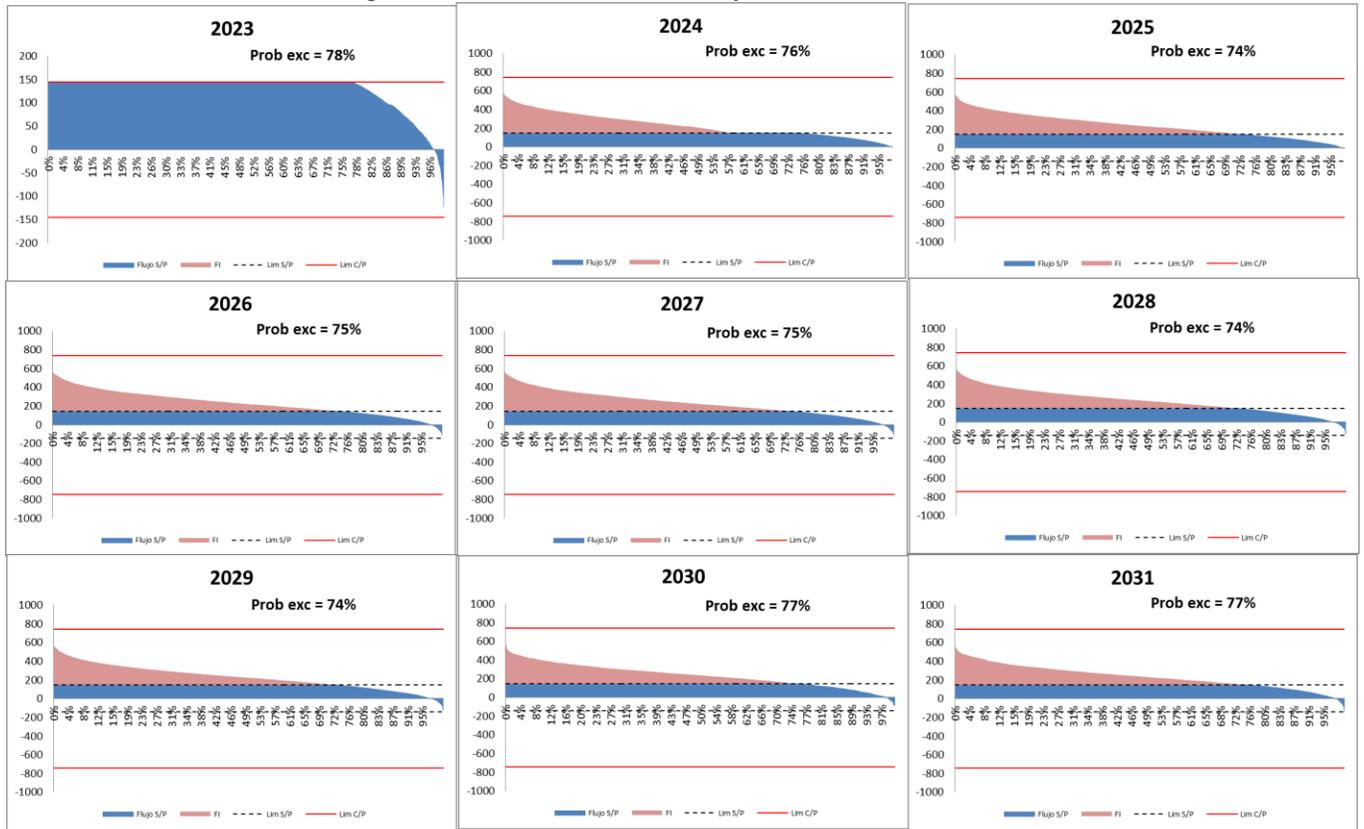


Figura 6.104: Curvas de duración de flujo tramo desde Cautín al Sur



De acuerdo a los niveles de transferencias esperados se observa que entre las subestaciones Cautín y Charrúa se originarían congestiones en el largo plazo, en el sentido sur – norte, debido principalmente a la instalación de los parques eólicos en la zona y especialmente en la S/E Mulchén. En atención a lo señalado se analizará la conveniencia de recomendación de una obra de expansión. Por otro parte, para la línea paralela de Transelec Temuco – Charrúa 1x220 kV, en el tramo Duqueco – Tap Laja se presentaría un grado menor de congestión

6.6.4 ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN ANALIZADAS

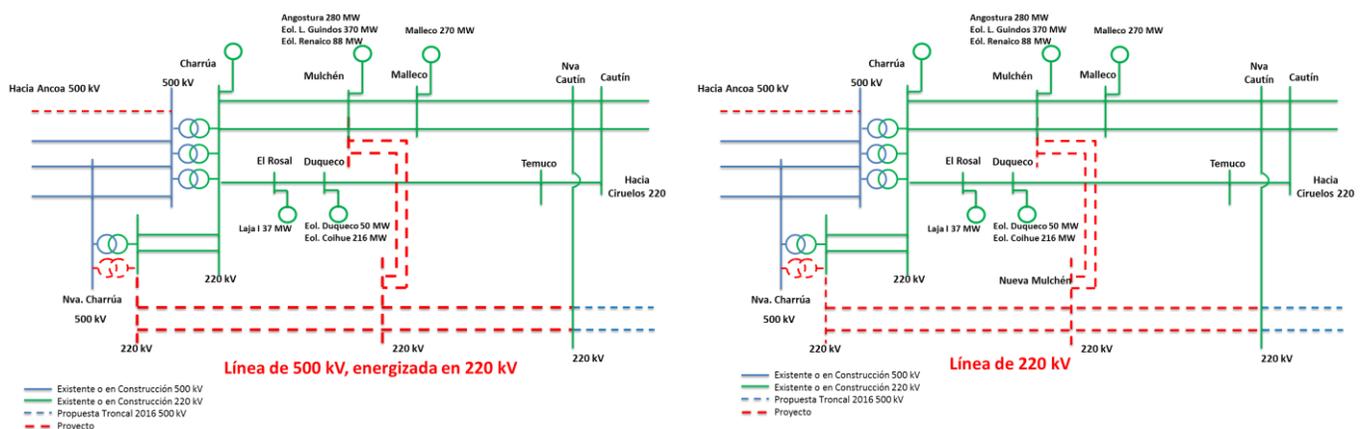
Debido a que a la fecha de elaboración de estos análisis existe incertidumbre respecto de si el proyecto Nueva línea 2x500 kV, energizada en 220 kV Ciruelos – Nueva Cautín formará parte del plan de expansión CNE 2016-2017, debido a que no se ha emitido el respectivo Decreto, cuya fecha estimada es para marzo del presente año, se realizan los estudios bajo los supuestos de su inclusión en dicho plan.

Caso1: Supuesto Línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV incorporada en el plan de Expansión 2017

En este caso asume que la línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV formará parte del plan de Expansión 2016-2017 de la CNE por lo tanto será construida y entrará en servicio en mayo de 2024, incorporándola como obra base presente en el modelo PLP. Bajo este supuesto como posibilidades de expansión, y en atención al desarrollo de 500 kV que actualmente se está gestando desde S/E Pichirropulli al sur, se evalúan como posibles alternativas la construcción del proyecto para el tramo completo Cautín – Charrúa o bien el desarrollo de éste por etapas para atender los requerimientos urgentes del tramo Charrúa – Mulchén en primera instancia, considerando además las opciones de construcción en torres de 220 kV o bien de 500 kV energizadas en 220 kV³.

- ✓ **Alternativa 1: Nueva Línea tramo Nueva Cautín – Nueva Mulchén – Nueva Charrúa**
 - Caso Línea de 2x500 kV, 2x1700 MVA energizada en 220 kV
 - Caso Línea de 2x220 kV, 2x580 MVA

Figura 6.105: Diagrama simplificado alternativas analizadas tramo Charrúa - Mulchén

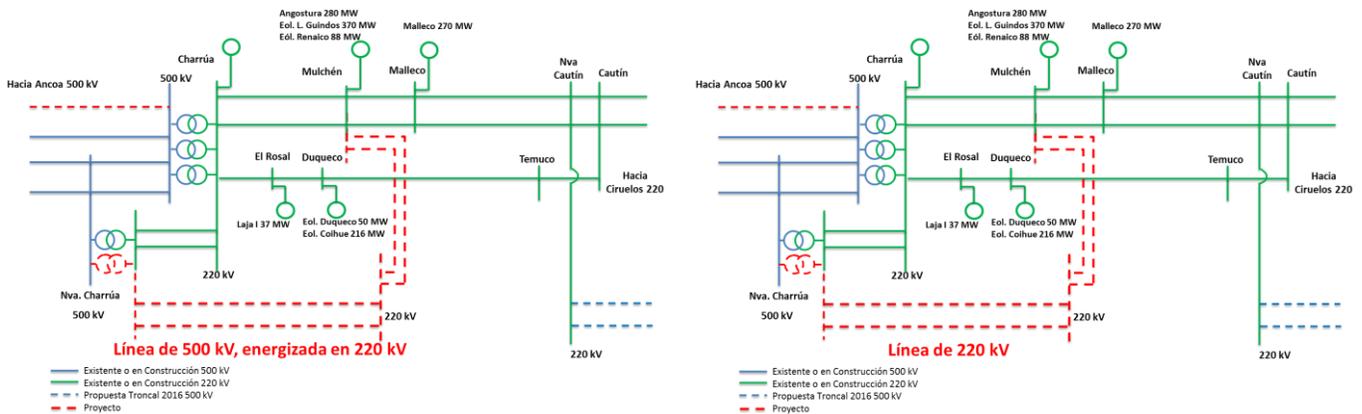


³ En ambos casos los proyectos se han modelado en 220 kV, en virtud que su recomendación en 500 kV en una primera etapa sería energizada en 220 kV.

✓ **Alternativa 2: Nueva Línea Tramo Mulchén – Nueva Charrúa**

- Caso Línea de 2x500 kV, 2x1700 MVA energizada en 220 kV
- Caso Línea de 2x220 kV, 2x580 MVA

Figura 6.106: Diagrama simplificado alternativas analizadas tramo Charrúa – Cautín Alternativa 2

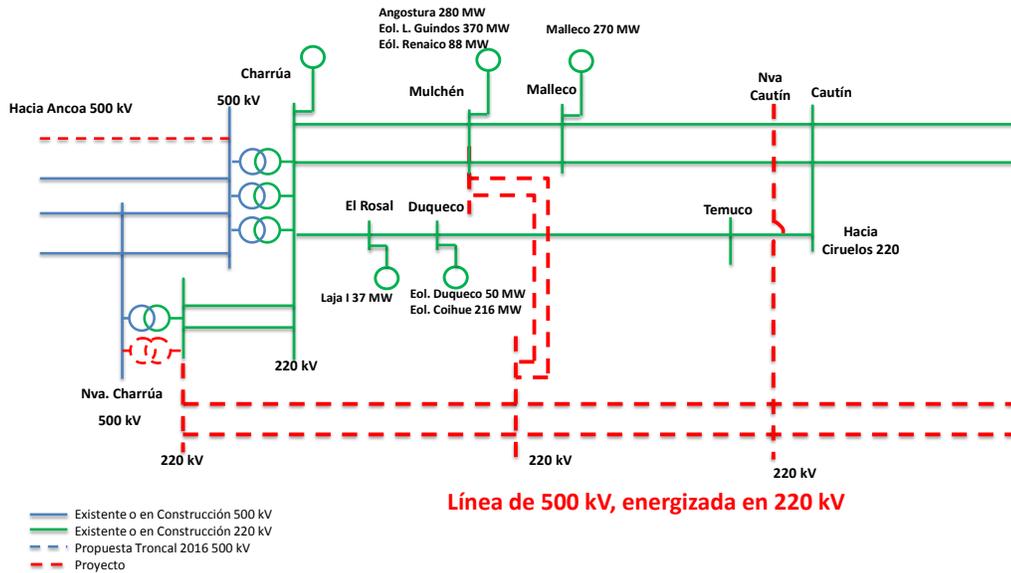


Caso2: Supuesto Línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV NO incorporada en el plan Expansión 2017

Se realiza un caso de análisis que toma como supuesto la no inclusión del proyecto línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV en el Decreto de Expansión derivado de la recomendación 2016, y por ende se considera dicha obra como parte del proyecto a evaluar. Así, se elabora una tercera alternativa correspondiente al desarrollo de la línea para el tramo completo Ciruelos – Cautín – Mulchén –Charrúa 2x500 kV, que incluye como parte del proyecto la obra asociada al tramo Ciruelos - Cautín. Cabe señalar que debido a que en la propuesta 2016 del CDEC SIC se demostró la conveniencia de su realización en 500 kV y a que los niveles de flujos esperados de acuerdo a la Figura 6.102 muestran que no se tendrían holguras disponibles en caso de una línea de 220 kV, para efectos de esta propuesta se ratificará su evaluación suponiendo únicamente la posibilidad de construcción en 500 kV.

✓ **Alternativa 3: Nueva Línea tramo Nueva Ciruelos - Nueva Cautín – Nueva Mulchén – Nueva Charrúa**

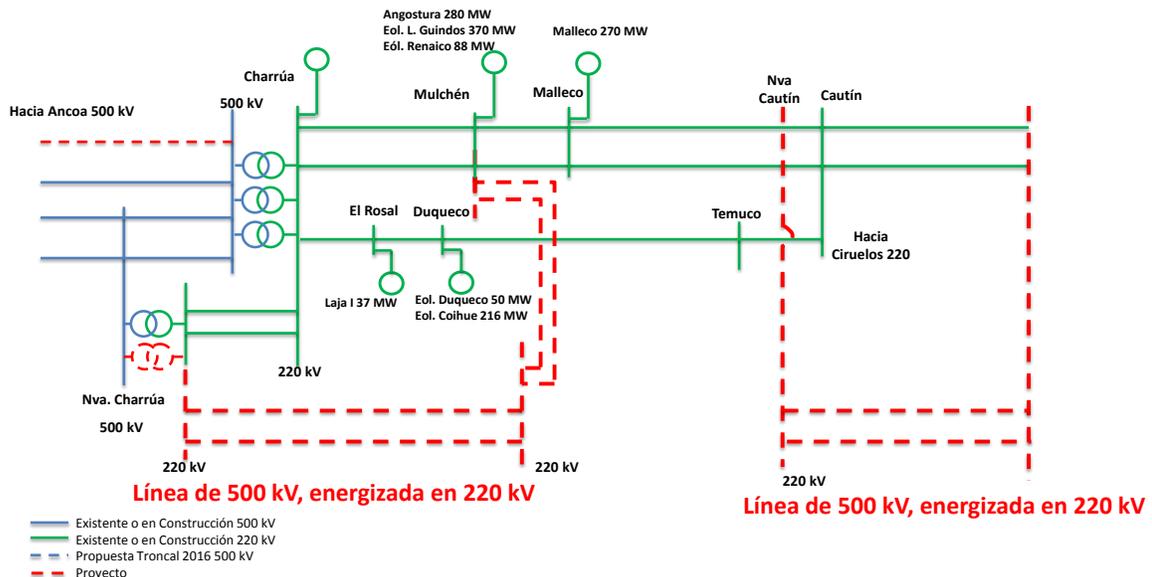
Figura 6.107: Diagrama simplificado alternativas analizadas tramo Charrúa – Cautín – Ciruelos Alternativa 3



✓ **Alternativa 4: Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Ciruelos - Nueva Cautín y Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Mulchén – Nueva Charrúa**

La alternativa 4 desarrollada supone la ejecución únicamente de aquellos tramos en los cuales se espera congestión de acuerdo los análisis de flujos.

Figura 6.108: Diagrama simplificado alternativas analizadas tramo Charrúa – Cautín – Ciruelos Alternativa 4



Todas las alternativas de expansión modifican las restricciones de transmisión identificadas para la zona, las que se describen a continuación en función del tramo de transmisión y la contingencia que las gatilla:

1. Contingencia en uno de los circuitos de la línea Mulchén – Charrúa 2x220 kV:

$$F_{Mulchén-Charrúa} + F_{Mulchén-Nueva Charrúa} < 1600 \text{ MW}$$

Cabe señalar que se ha considerado que la capacidad de la nueva línea de 1700 MVA en 500 kV, poseerá una capacidad térmica de 750 MVA, aproximadamente, al ser energizada en 220 kV, lo que representa un caso conservador. Adicionalmente, los análisis de flujo de carga han arrojado que la restricción de transmisión de 595 MW para el tramo Mulchén – Charrúa existente se vería incrementada hasta valores cercanos a los 800 MW por efecto de la redistribución de flujos postcontingencia con los nuevos circuitos paralelos de mayor capacidad.

Flujos considerando Alternativa de Expansión

A continuación, se muestran las transferencias esperadas para las nuevas líneas en caso de que éstas se materialicen y su efecto sobre los tramos que presentaban mayor congestión en caso de no considerar el proyecto.

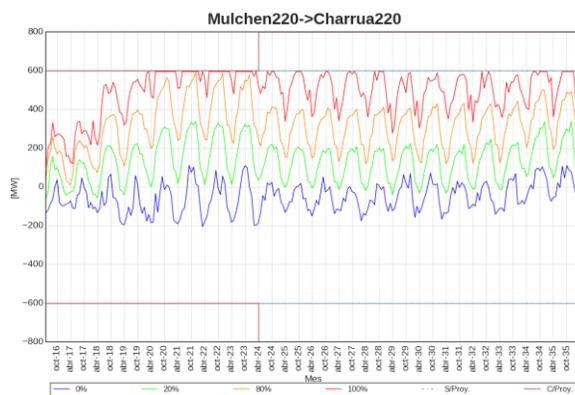


Figura 6.109: Flujos Mulchén – Charrúa existente para distintas probabilidades de excedencia

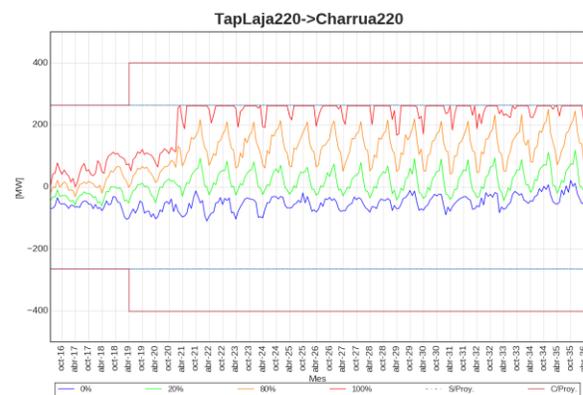


Figura 6.110: Flujos El Rosal - Mulchén para distintas probabilidades de excedencia

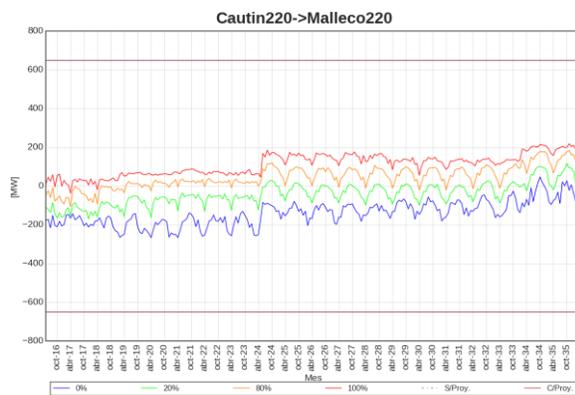


Figura 6.111: Flujos Cautín - Malleco existente para distintas probabilidades de excedencia

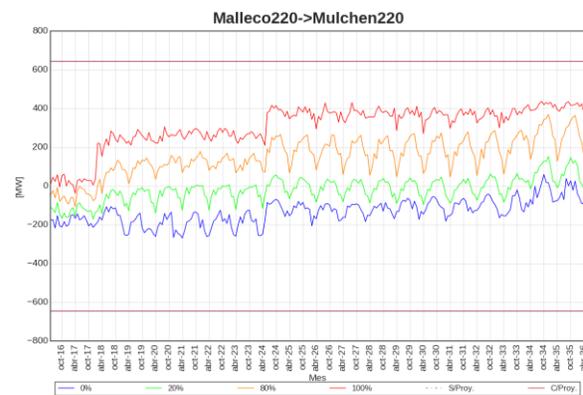


Figura 6.112: Flujos Malleco - Mulchén existente para distintas probabilidades de excedencia

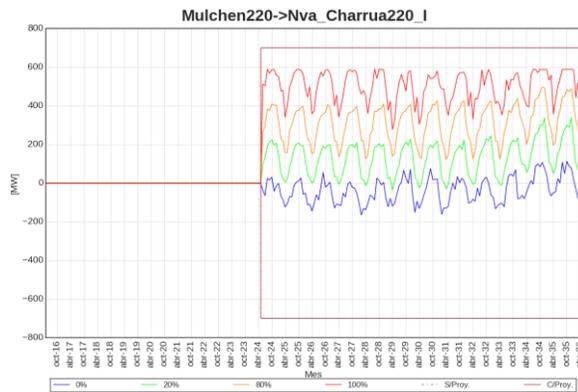


Figura 6.113: Flujos Nueva Línea Mulchén – Nva. Charrúa para distintas probabilidades de excedencia

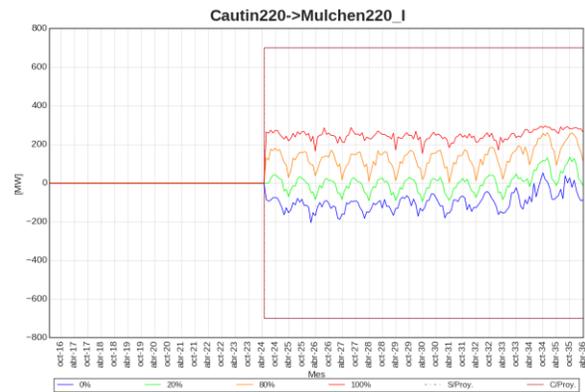


Figura 6.114: Flujos Nueva Línea Cautín – Nva. Mulchén para distintas probabilidades de excedencia

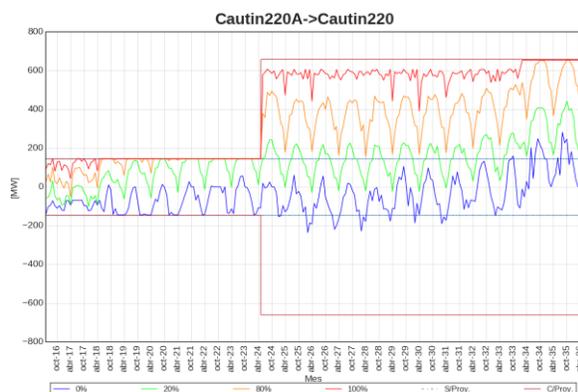


Figura 6.115: Flujos desde el sur a S/E Cautín para distintas probabilidades de excedencia

6.6.5 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

✓ **Alternativa 1. Nueva línea para el tramo Nueva Cautín - Mulchén – Nueva Charrúa**

Se evalúa el proyecto de línea para el tramo completo, que permitiría dar completitud al desarrollo proyectado en la zona sur, considerando las posibilidades de construcción en torres de 500 kV, con circuitos energizados en 220 kV, o bien en torres de 220 kV.

Caso Línea de 500 kV energizada en 220 kV

Valor de Inversión	VATT	COMA
270.156 MUSD	32.489 MUSD	4.863 MUSD

i. Evaluación por eficiencia en costos de operación

Caso Línea de 220 KV

Valor de Inversión	VATT	COMA
93.712 MUSD	11.139 MUSD	1.686 MUSD

i. Evaluación por Eficiencia en costos de operación

Tabla 6.25: Evaluación económica Nueva Línea Cautín – Mulchén – Nva Charrúa 2x500 kV

Año	Nueva Línea 2x500 kV Nva. Cautín - Mulchén - Nueva Charrúa [MUSD]		[MUSD]		
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2016	925.556	925.556	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	2.668	2.668
2020	1.293.722	1.293.725	-	6.027	6.027
2021	1.403.576	1.403.576	-	40.038	40.038
2022	1.520.045	1.520.045	-	135.059	135.059
2023	1.650.456	1.650.456	-	86.363	86.363
2024	1.719.364	1.708.930	10.434	4.863	5.571
2025	1.883.581	1.873.249	10.332	4.863	5.469
2026	2.091.034	2.082.090	8.944	4.863	4.081
2027	2.246.095	2.239.444	6.651	4.863	1.789
2028	2.427.872	2.417.829	10.042	4.863	5.180
2029	2.621.922	2.607.685	14.237	4.863	9.375
2030	2.861.018	2.843.894	17.124	4.863	12.261
2031	3.113.326	3.096.644	16.682	4.863	11.819
2032	3.418.397	3.398.801	19.596	4.863	14.733
2033	3.686.098	3.666.989	19.108	4.863	14.246
2034	3.900.120	3.862.066	38.055	4.863	33.192
2035	4.166.976	4.129.537	37.440	4.863	32.577
2036	1.190.659	1.194.808	-	4.149	9.012
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			23.896	61.030	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			93.612	236.163	-142.551

ii. Distribución de probabilidad del VAN

Figura 6.116: Distribución de probabilidad de VAN Nueva Línea Cautín – Mulchén – Nva Charrúa 2x500 kV

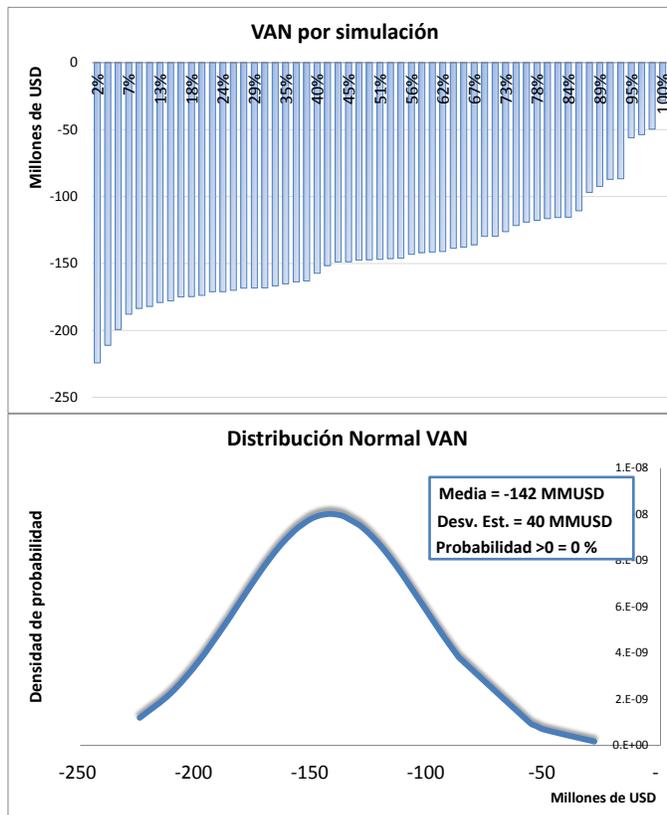
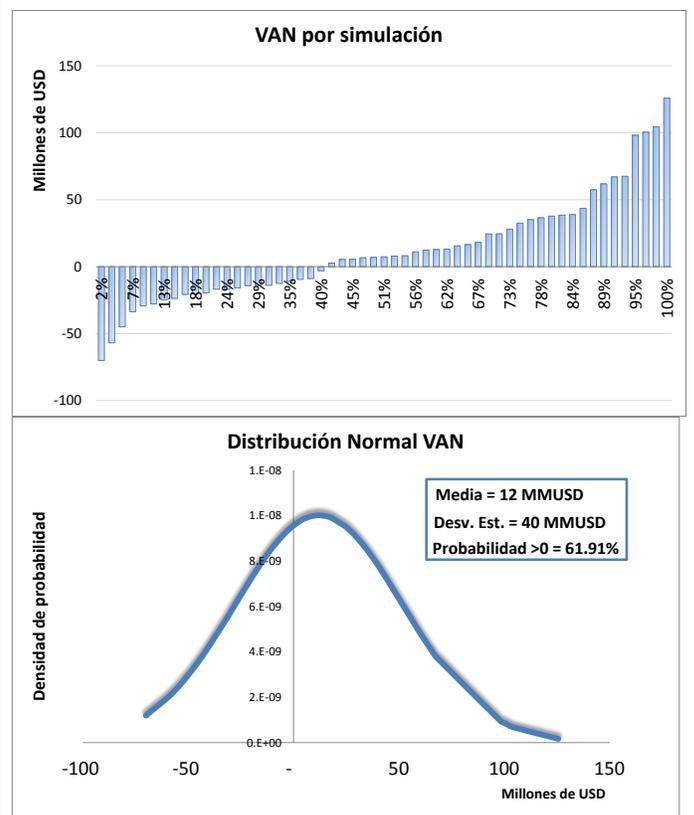


Tabla 6.26: Evaluación económica Nueva Línea Cautín – Mulchén – Nva Charrúa 2x220 kV

Año	Nueva Línea 2x220 kV Nva. Cautín - Mulchén - Nueva Charrúa [MUSD]		[MUSD]		
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2016	925.556	925.556	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	926	926
2020	1.293.722	1.293.725	-	2.091	2.091
2021	1.403.576	1.403.576	-	13.888	13.888
2022	1.520.045	1.520.045	-	46.850	46.850
2023	1.650.456	1.650.456	-	29.958	29.958
2024	1.719.364	1.708.930	10.434	1.687	8.747
2025	1.883.581	1.873.249	10.332	1.687	8.645
2026	2.091.034	2.082.090	8.944	1.687	7.257
2027	2.246.095	2.239.444	6.651	1.687	4.965
2028	2.427.872	2.417.829	10.042	1.687	8.356
2029	2.621.922	2.607.685	14.237	1.687	12.551
2030	2.861.018	2.843.894	17.124	1.687	15.437
2031	3.113.326	3.096.644	16.682	1.687	14.995
2032	3.418.397	3.398.801	19.596	1.687	17.909
2033	3.686.098	3.666.989	19.108	1.687	17.422
2034	3.900.120	3.862.066	38.055	1.687	36.368
2035	4.166.976	4.129.537	37.440	1.687	35.753
2036	1.190.659	1.194.808	-	4.149	1.687
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			23.896	21.170	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			93.612	81.921	11.692

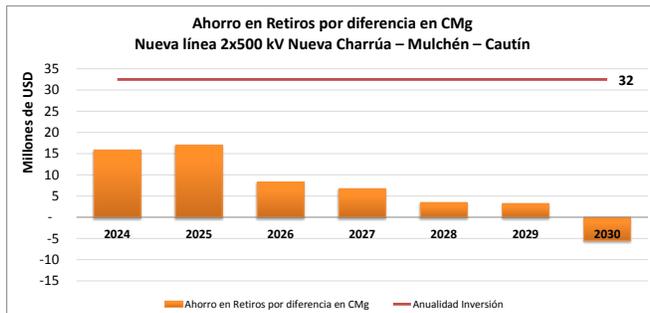
ii. Distribución de probabilidad del VAN

Figura 6.117: Distribución de probabilidad de VAN Nueva Línea Cautín – Mulchén – Nva Charrúa 2x220 kV



iii. Evaluación efecto sobre precio para abastecimiento de retiros

Figura 6.118: Eficiencia suministro a retiros Nueva Línea Cautín – Mulchén – Nva Charrúa 2x500 kV



iv. Condiciones hidrológicas Extremas

- ✓ Evaluación efecto sobre precios para abastecimiento de retiros

Figura 6.120: Hidrología Seca (2024 -2028 años más secos sim 43)

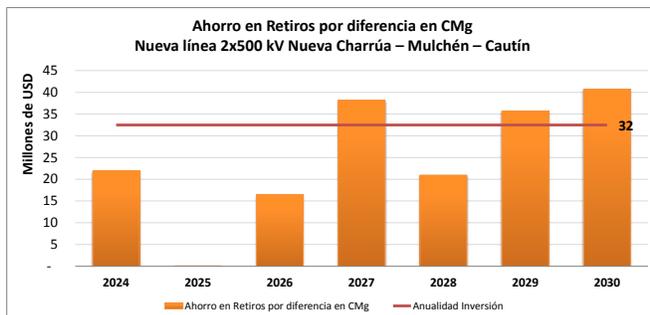
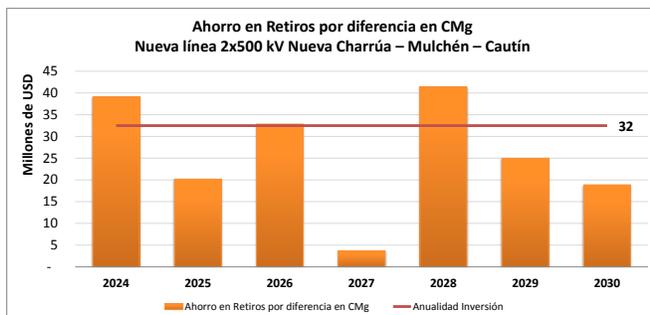


Figura 6.121: Hidrología Húmeda (2024 -2028 años más húmedos sim 10)



iii. Evaluación efecto sobre precio para abastecimiento de retiros

Figura 6.119: Eficiencia suministro a retiros Nueva Línea Cautín – Mulchén – Nva Charrúa 2x220 kV



iv. Condiciones hidrológicas Extremas

- ✓ Evaluación efecto sobre precios para abastecimiento de retiros

Figura 6.122: Hidrología Seca (2024 -2028 años más secos sim 43)

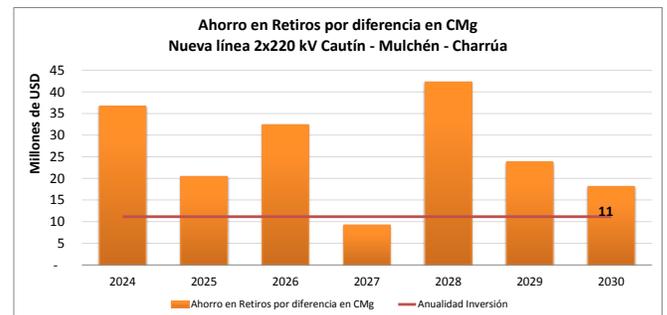
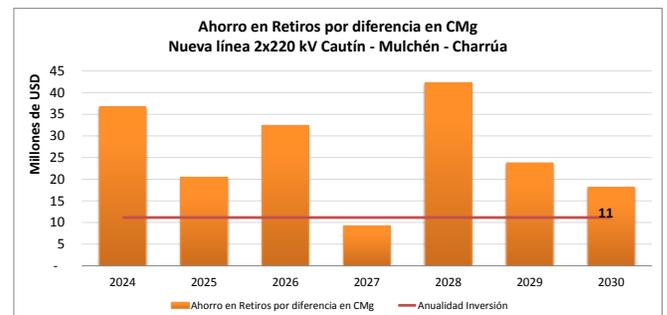
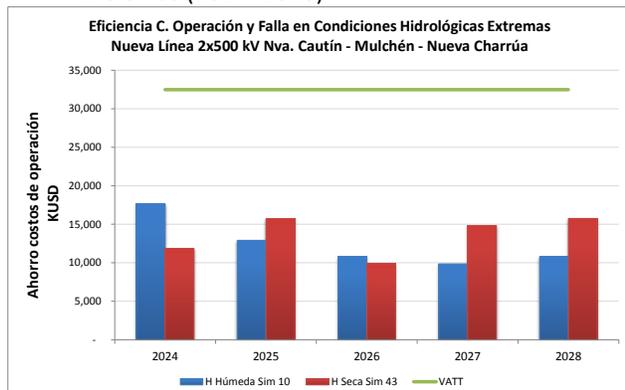


Figura 6.123: Hidrología Húmeda (2024 -2028 años más húmedos sim 10)



✓ Eficiencia en costos de operación Hidrologías Extremas (2024 -2028)



✓ Eficiencia en costos de operación Hidrologías Extremas (2024 -2028)

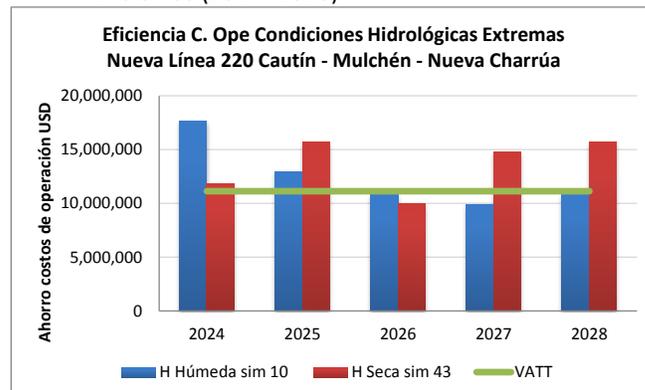


Tabla 6.27: Resumen Evaluación Nueva Línea Nva. Cautín – Nva. Mulchén – Nva. Charrúa

Alternativa 1. Nueva Línea tramo Cautín - Mulchén - Charrúa		
	500 kV	220 kV
Eval. Eficiencia Cop y Falla	-142 MMUSD	12 MMUSD
Probabilidad de VAN > 0	0%	62%
Ahorro en retiros marginales compensa VATT	NO	Parcialmente
Condiciones Extremas compensan VATT	NO	Parcialmente

La evaluación de eficiencia económica por costos de operación para la hidrología promedio (i) muestra la conveniencia de materialización de una la línea para el tramo completo Nueva Cautín – Nueva Mulchén – Nueva Charrúa en 220 kV con un VAN promedio de 12 MMUSD. En cuanto a la distribución de probabilidad del VAN observada para las distintas condiciones hidrológicas, para el proyecto en 220 KV se observa que la probabilidad de que este sea positivo es de un 62%, mientras que esta probabilidad correspondería al 0% en caso del proyecto en 500 kV, con un VAN promedio de -142 MMUSD.

En cuanto al efecto que tendría el proyecto sobre los precios de suministro a retiros, medido por las diferencias en los costos marginales que se darían en los casos con y sin proyecto, se observa que los beneficios anuales que generaría en este ámbito se encontrarían por sobre el VATT de la línea para el caso del proyecto de 220 kV los primeros años luego de su puesta en servicio, mientras que para la línea de 500 kV, este efecto no se obtendría para ninguno de los años estudiados.

En lo que respecta a los análisis sobre condiciones hidrológicas extremas (iv), se observa que, tanto en el caso de Hidrología Seca como húmeda para los años siguientes a la puesta en servicio de la obra, los ahorros que se generarían para los retiros valorizados a costos marginal estarían algunos años por sobre el VATT del proyecto, tanto si este se desarrollara en 220 kV, como en 500 kV.

En base a los análisis se verifica que resultaría económicamente conveniente la ejecución de una nueva línea Nueva Cautín – Nueva Mulchén – Nueva Charrúa en 220 kV, no obstante, de acuerdo al análisis de flujo (Figura 6.84 y Figura 6.85), se determinó que los requerimientos de expansión y congestiones se originan sólo para el tramo Mulchén –

Charrúa. Lo anterior debido a que las transferencias provenientes de S/E Cautín hacia la zona norte se ven incrementadas por la adición de generación disponible en S/E Mulchén, lo que daría origen a las restricciones sólo en el tramo más próximo a la S/E Charrúa. En consideración a lo señalado, el proyecto completo en 220 kV resultaría económicamente conveniente debido a que se generan subsidios cruzados desde el tramo Mulchén – Charrúa hacia el tramo Cautín – Mulchén, los cuales compensarían el valor de inversión de este último. Por lo anterior, y en adición a que el proyecto completo en 500 kV no resultaría económicamente conveniente, se evalúa la posible ejecución por tramos.

✓ **Alternativa 2. Nueva línea para el tramo Mulchén – Nueva Charrúa**

Se evaluará la pertinencia del desarrollo de una obra de expansión para el tramo que presenta la mayor congestión, correspondiente al tramo entre S/E Mulchén y S/E Charrúa.

Caso Línea de 500 kV energizada en 220 kV

Valor de Inversión	VATT	COMA
108.255 MUSD	12.867 MUSD	1.949 MUSD

i. Evaluación por eficiencia en costos de operación

Tabla 6.28: Evaluación económica Nueva Línea Nueva Mulchén – Nueva Charrúa 2x500 kV

Nueva Línea 2x500 kV Tramo Nueva Mulchén - Nueva Charrúa [MUSD]					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2016	925.556	925.556	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	1.069	1.069
2020	1.293.722	1.293.725	-	2.415	2.415
2021	1.403.576	1.403.576	-	16.044	16.044
2022	1.520.045	1.520.045	-	54.120	54.120
2023	1.650.456	1.650.456	-	34.607	34.607
2024	1.719.364	1.709.622	9.742	1.949	7.794
2025	1.883.581	1.873.988	9.593	1.949	7.645
2026	2.091.034	2.082.697	8.337	1.949	6.388
2027	2.246.095	2.239.829	6.266	1.949	4.318
2028	2.427.872	2.418.397	9.474	1.949	7.525
2029	2.621.922	2.608.658	13.264	1.949	11.315
2030	2.861.018	2.845.377	15.641	1.949	13.692
2031	3.113.326	3.097.151	16.175	1.949	14.226
2032	3.418.397	3.399.617	18.781	1.949	16.832
2033	3.686.098	3.668.237	17.860	1.949	15.911
2034	3.900.120	3.866.848	33.272	1.949	31.323
2035	4.166.976	4.133.657	33.319	1.949	31.370
2036	1.190.659	1.195.177	- 4.518	1.949	6.466
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			22.778	24.456	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			86.327	94.634	-8.307

Caso Línea de 220 kV

Valor de Inversión	VATT	COMA
31.862 MUSD	3.787 MUSD	574 MUSD

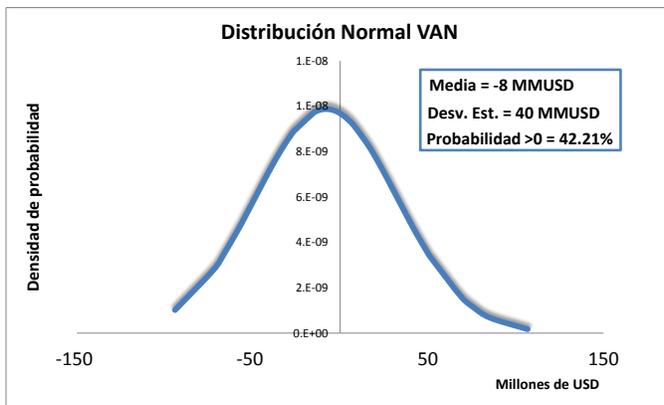
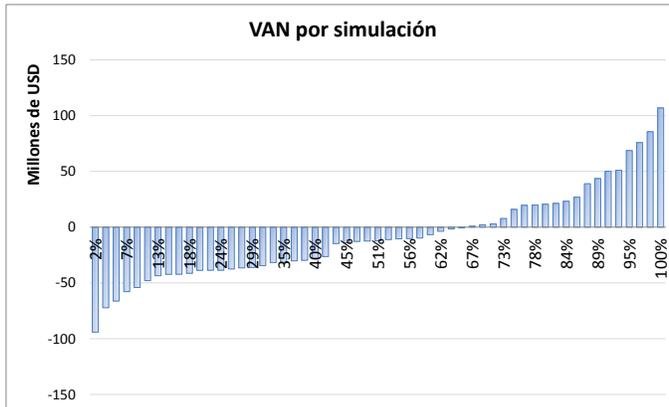
i. Evaluación por Eficiencia en costos de operación

Tabla 6.29: Evaluación económica Nueva Línea Nueva Mulchén – Nueva Charrúa 2x220 kV

Nueva 2x220 kV Línea Tramo Nueva Mulchén - Nueva Charrúa [MUSD]					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2016	925.556	925.556	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	315	315
2020	1.293.722	1.293.725	-	711	711
2021	1.403.576	1.403.576	-	4.722	4.722
2022	1.520.045	1.520.045	-	15.929	15.929
2023	1.650.456	1.650.456	-	10.186	10.186
2024	1.719.364	1.709.622	9.742	574	9.169
2025	1.883.581	1.873.988	9.593	574	9.020
2026	2.091.034	2.082.697	8.337	574	7.763
2027	2.246.095	2.239.829	6.266	574	5.693
2028	2.427.872	2.418.397	9.474	574	8.901
2029	2.621.922	2.608.658	13.264	574	12.690
2030	2.861.018	2.845.377	15.641	574	15.067
2031	3.113.326	3.097.151	16.175	574	15.601
2032	3.418.397	3.399.617	18.781	574	18.207
2033	3.686.098	3.668.237	17.860	574	17.287
2034	3.900.120	3.866.848	33.272	574	32.698
2035	4.166.976	4.133.657	33.319	574	32.745
2036	1.190.659	1.195.177	- 4.518	574	5.091
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			22.778	7.198	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			86.327	27.853	58.474

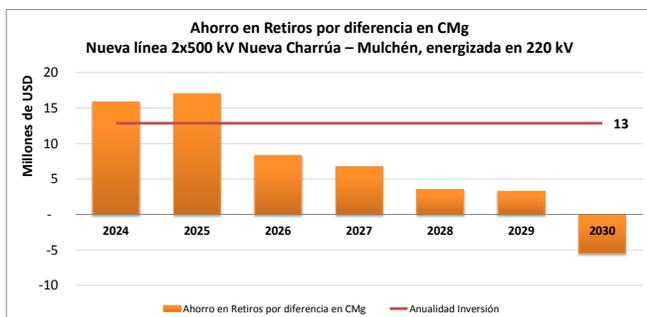
ii. Distribución de probabilidad del VAN

Figura 6.124: Distribución de probabilidad de VAN Nueva Línea Nueva Mulchén – Nueva Charrúa 2x500 kV



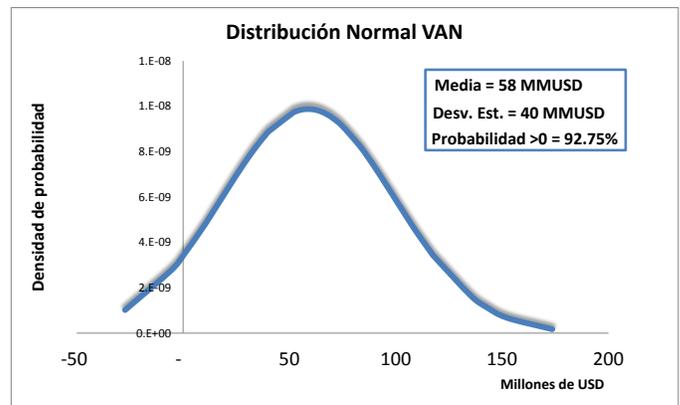
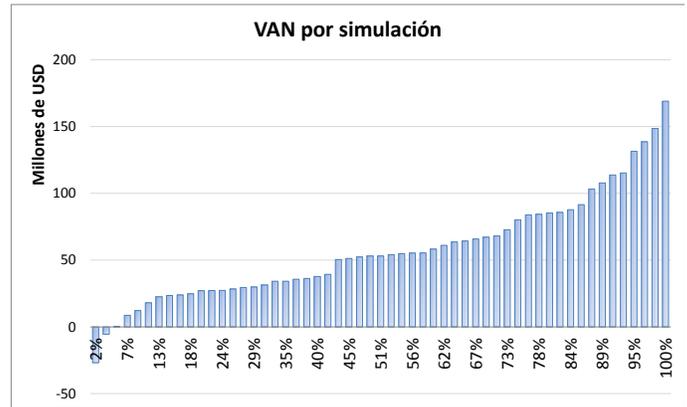
iii. Ahorros en Retiros por diferencia en CMg

Figura 6.126: Eficiencia suministro a retiros Nueva Línea Nueva Mulchén – Nueva Charrúa 2x500 kV



ii. Distribución de probabilidad del VAN

Figura 6.125: Distribución de probabilidad de VAN Nueva Línea Nueva Mulchén – Nueva Charrúa 2x220 kV



iii. Ahorros en Retiros por diferencia en CMg

Figura 6.127: Eficiencia suministro a retiros Nueva Línea Nueva Mulchén – Nueva Charrúa 2x220 kV



iv. Condiciones hidrológicas Extremas
✓ Ahorro en retiros por diferencias en CMg

Figura 6.128: Hidrología Seca (2024 -2028 años más secos sim 43)

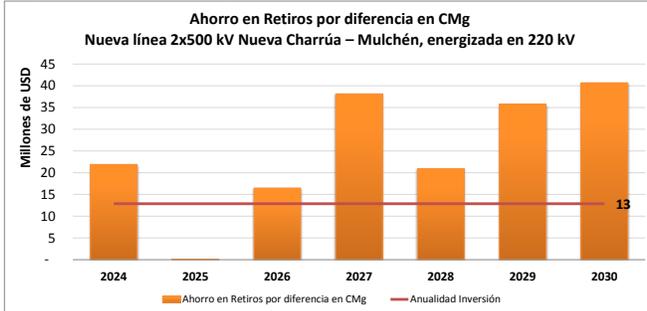
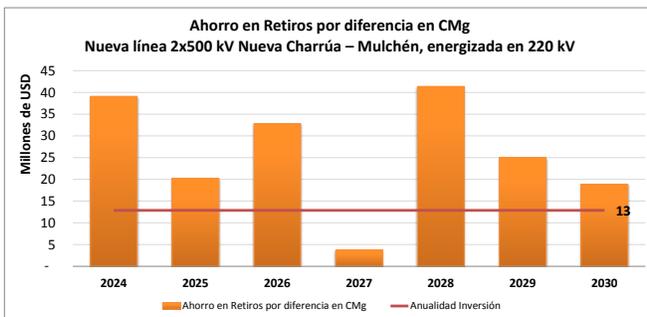
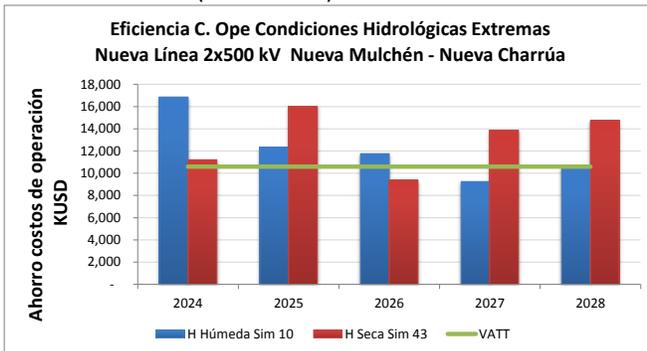


Figura 6.129: Hidrología Húm (2024 -2028 años más húmedos sim 10)



✓ Eficiencia en costos de operación Hidrologías Extremas (2024 -2028)

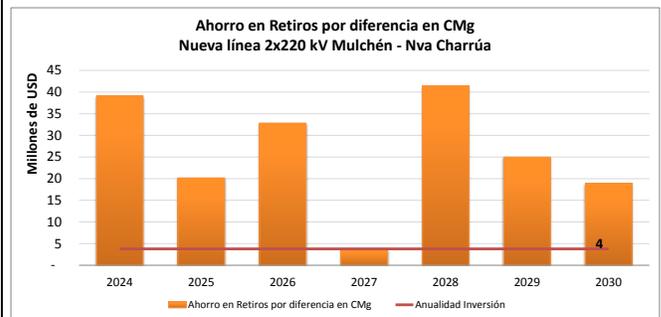


iv. Condiciones hidrológicas Extremas
✓ Ahorro en retiros por diferencias en CMg

Figura 6.130: Hidrología Seca (2024 -2028 años más secos sim 43)



Figura 6.131: Hidrología Húm (2024 -2028 años más húmedos sim 10)



✓ Eficiencia en costos de operación Hidrologías Extremas (2024 -2028)

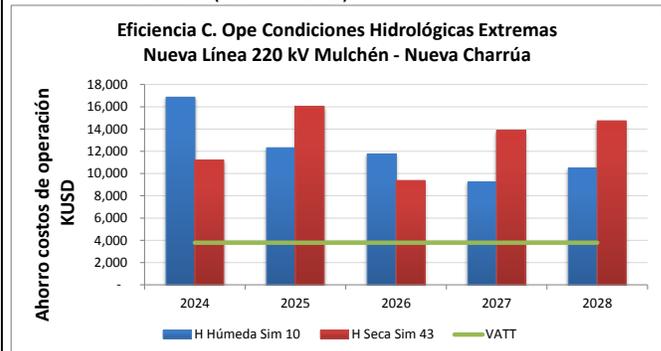


Tabla 6.30: Resumen resultados de Evaluación Nueva Línea Nva. Mulchén – Nva. Charrúa Escenario Base

Alternativa 2. Nueva Línea Tramo Mulchén - Charrúa		
	500 kV	220 kV
Eval. Eficiencia Cop y Falla	-8 MMUSD	58 MMUSD
Probabilidad de VAN > 0	42%	93%
Ahorro en retiros marginales compensa VATT	Parcialmente	SI
Condiciones Extremas compensan VATT	SI	SI

La evaluación de eficiencia económica por costos de operación para la hidrología promedio (i) muestra la conveniencia de materialización de una la línea para el tramo Nueva Mulchén – Nueva Charrúa en 220 kV con un VAN de 58 MMUSD. En cuanto a la distribución de probabilidad del VAN observada para las distintas condiciones hidrológicas, para el proyecto en 220 KV se observa que la probabilidad de que éste sea positivo es de un 93%, mientras que ésta correspondería a 42% en caso que proyecto se construya en 500 kV, arrojando en este caso un VAN promedio de -8 millones de USD.

En lo que respecta a los análisis sobre condiciones hidrológicas extremas (0), se observa que, tanto en el caso de Hidrología Seca como húmeda para los años siguientes a la puesta en servicio de la obra, los ahorros que se generarían para los retiros valorizados a costos marginal estarían por sobre el VATT del proyecto, tanto si éste se desarrollara en 220 kV, como en 500 kV.

De acuerdo a lo anterior se verifica la conveniencia económica de ejecutar una nueva línea Mulchén – Nueva Charrúa en 220 kV, y la posible ejecución del proyecto en 500 kV, ya que esto otorgaría beneficios sistémicos en variadas condiciones, tanto desde la perspectiva de los retiros como de los costos de operación sistémicos.

✓ **Alternativa 3. Nueva línea para el tramo Nueva Ciruelos - Nueva Cautín - Mulchén – Nueva Charrúa**

En primer lugar, como parte de esta alternativa se verifica la conveniencia económica de la nueva línea Ciruelos – Nueva Cautín por si sola de acuerdo a lo presentado en la evaluación de la Tabla 6.31.

Tabla 6.31: Evaluación económica Nueva Ciruelos - Nueva Cautín 2x500 kV

Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos - Nueva Cautín [MUSD]						
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio	
2016	925.556	925.556	-	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	1.390	-	1.390
2020	1.293.725	1.293.722	-	3.139	-	3.139
2021	1.403.576	1.403.576	-	20.854	-	20.854
2022	1.520.045	1.520.045	-	70.345	-	70.345
2023	1.650.456	1.650.456	-	44.982	-	44.982
2024	1.743.452	1.719.364	24.088	1.687	-	22.401
2025	1.915.491	1.883.581	31.910	1.687	-	30.223
2026	2.124.328	2.091.034	33.294	1.687	-	31.607
2027	2.283.353	2.246.095	37.257	1.687	-	35.570
2028	2.467.203	2.427.872	39.331	1.687	-	37.645
2029	2.663.928	2.621.922	42.006	1.687	-	40.319
2030	2.905.114	2.861.018	44.097	1.687	-	42.410
2031	3.158.349	3.113.326	45.023	1.687	-	43.336
2032	3.485.928	3.418.397	67.531	1.687	-	65.844
2033	3.757.251	3.686.098	71.153	1.687	-	69.467
2034	4.035.747	3.900.120	135.627	1.687	-	133.940
2035	4.301.898	4.166.976	134.921	1.687	-	133.235
2036	1.229.717	1.190.659	39.058	1.687	-	37.371
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA		
			-	27.682	21.170	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN	
Valores Presentes			298.901	114.901	184.000	

A continuación, se realiza la evaluación económica del proyecto completo, incorporando como parte de la obra la línea para el tramo Ciruelos – Cautín. La evaluación se realiza para el proyecto “Nueva línea para el tramo Nueva

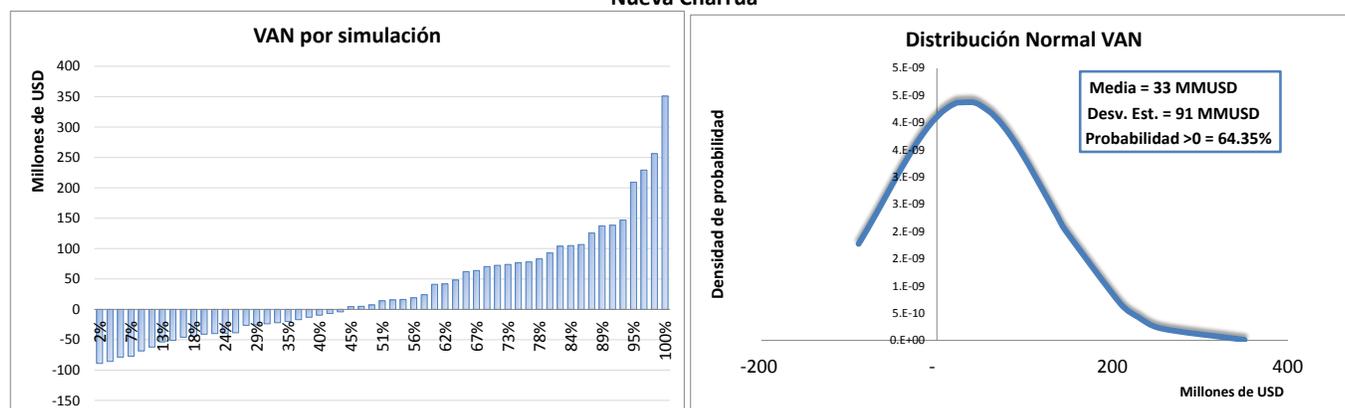
Ciruelos - Nueva Cautín – Nueva Mulchén – Nueva Charrúa 2x500 kV, energizado en 220 kV”, lo que permitiría liberar las restricciones observadas para el tramo Ciruelos – Cautín, Mulchén – Charrúa y aportar holguras al tramo Malleco – Mulchén cuyas transferencias se encuentran al límite de la capacidad máxima, lo que podría traducirse en congestión en caso de la incorporación adicional de proyectos no contemplados en este escenario.

Obra	Valor de Inversión	VATT	COMA
Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Nueva Mulchén - Nueva Cautín 1700 [MVA],	270.156 MUSD	32.489 MUSD	4.863 MUSD
Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cautín - Ciruelos 1700 [MVA]	140.710 MUSD	16.725 MUSD	2.533 MUSD
Total	410.866 MUSD	49.213 MUSD	7.396 MUSD

Tabla 6.32: Evaluación económica Nueva línea 2x500 kV, energizada en 220 kV Ciruelos - Nueva Cautín – Nueva Mulchén – Nueva Charrúa

Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos - Nueva Cautín - Nueva Mulchén - Nueva Charrúa [MUSD]					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2016	925.556	925.556	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	4.058	4.058
2020	1.293.725	1.293.725	-	9.166	9.166
2021	1.403.576	1.403.576	-	60.892	60.892
2022	1.520.045	1.520.045	-	205.405	205.405
2023	1.650.456	1.650.456	-	131.345	131.345
2024	1.743.452	1.708.930	34.522	7.396	27.126
2025	1.915.491	1.873.249	42.241	7.396	34.846
2026	2.124.328	2.082.090	42.238	7.396	34.843
2027	2.283.353	2.239.444	43.908	7.396	36.513
2028	2.467.203	2.417.829	49.374	7.396	41.978
2029	2.663.928	2.607.685	56.243	7.396	48.848
2030	2.905.114	2.843.894	61.220	7.396	53.825
2031	3.158.349	3.096.644	61.705	7.396	54.309
2032	3.485.928	3.398.801	87.127	7.396	79.731
2033	3.757.251	3.666.989	90.262	7.396	82.866
2034	4.035.747	3.862.066	173.682	7.396	166.286
2035	4.301.898	4.129.537	172.361	7.396	164.965
2036	1.229.717	1.194.808	34.909	7.396	27.513
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			-	3.786	92.817
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			392.514	359.168	33.345

Figura 6.132: Distribución de probabilidad de VAN Nueva línea 2x500 kV, energizada en 220 kV Ciruelos - Nueva Cautín – Nueva Mulchén – Nueva Charrúa



✓ **Alternativa 4. Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Ciruelos - Nueva Cautín y Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Mulchén – Nueva Charrúa**

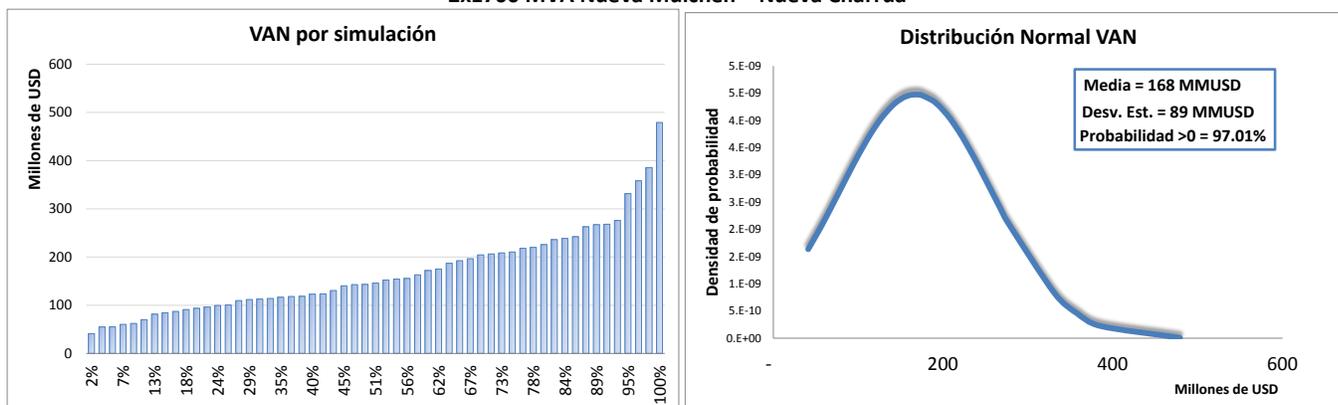
A continuación, se realiza la evaluación económica del proyecto, incorporando como parte de la obra la línea para el tramo Ciruelos – Cautín. La evaluación se realiza para el proyecto “Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Ciruelos - Nueva Cautín y Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Mulchén – Nueva Charrúa, energizado en 220 kV”, lo que permitiría únicamente liberar las restricciones observadas para los tramos que presentarían congestión.

Obra	Valor de Inversión	VATT	COMA
Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 1700 [MVA]	108.255 MUSD	12.876 MUSD	1.949 MUSD
Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cautín - Ciruelos 1700 [MVA]	140.710 MUSD	16.725 MUSD	2.533 MUSD
Total	248.965 MUSD	29.592 MUSD	4.481 MUSD

Tabla 6.33: Evaluación económica Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Ciruelos - Nueva Cautín y Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Mulchén – Nueva Charrúa

Nueva Línea 2x500 kV Tramo Nueva Mulchén - Nueva Charrúa y Ciruelos - Nueva Cautín [MUSD]					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2016	925.556	925.556	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	2.459	2.459
2020	1.293.725	1.293.725	-	5.554	5.554
2021	1.403.576	1.403.576	-	36.898	36.898
2022	1.520.045	1.520.045	-	124.465	124.465
2023	1.650.456	1.650.456	-	79.589	79.589
2024	1.743.452	1.709.622	33.830	4.481	29.349
2025	1.915.491	1.873.988	41.503	4.481	37.022
2026	2.124.328	2.082.697	41.631	4.481	37.149
2027	2.283.353	2.239.829	43.523	4.481	39.042
2028	2.467.203	2.418.397	48.805	4.481	44.324
2029	2.663.928	2.608.658	55.270	4.481	50.788
2030	2.905.114	2.845.377	59.738	4.481	55.256
2031	3.158.349	3.097.151	61.197	4.481	56.716
2032	3.485.928	3.399.617	86.312	4.481	81.830
2033	3.757.251	3.668.237	89.013	4.481	84.532
2034	4.035.747	3.866.848	168.899	4.481	164.418
2035	4.301.898	4.133.657	168.240	4.481	163.759
2036	1.229.717	1.195.177	34.540	4.481	30.059
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			-	4.904	56.243
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			385.228	217.639	167.589

Figura 6.133: Distribución de probabilidad de VAN Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Ciruelos - Nueva Cautín y Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Mulchén – Nueva Charrúa



6.6.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS ESCENARIO BASE

Los resultados encontrados para las alternativas estudiadas en el Escenario Base en los casos 1 y 2 analizados se resumen en la Tabla 6.34.

Caso1: Supuesto Línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV incorporada en el plan de Expansión 2017

Tabla 6.34: Resumen resultados evaluación de alternativas analizadas para el tramo Cautín – Mulchén – Charrúa, Escenario Base- Caso 1

	Alternativa 1. Cautín - Mulchén - Charrúa		Alternativa 2. Tramo Mulchén - Charrúa	
	500 kV	220 kV	500 kV	220 kV
Eval. Eficiencia Cop y Falla	-142 MMUSD	12 MMUSD	-8 MMUSD	58 MMUSD
Probabilidad de VAN > 0	0%	62%	42%	93%
Ahorro en retiros marginales compensa VATT	NO	Parcialmente	Parcialmente	SI
Condiciones Extremas compensan VATT	NO	Parcialmente	SI	SI

A partir de la Tabla 6.31 se deduce que ante el supuesto que la nueva línea Ciruelos – Nueva Cautín se encuentre materializada, existirían beneficios en caso de incorporar un proyecto de expansión para el tramo Cautín – Mulchén – Charrúa en 220 kV, ya que este permitiría liberar restricciones de transmisión y así reducir el costo de operación sistémico, presentado ventajas para los precios de suministro a retiros y para condiciones hidrológicas extremas. No obstante, en atención a que los análisis de flujo muestran que para el desarrollo del proyecto en 220 kV quedaría un nivel de holgura reducido respecto de las máximas transferencias (Figura 6.109), se estima pertinente la realización de análisis adicionales. Lo anterior, se ve reforzado por el gran potencial de desarrollo de generación para la zona de acuerdo al informe “Energías Renovables en Chile, el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé”, por lo que para definir la solución final del proyecto a recomendar para el tramo Nueva Charrúa – Nueva Mulchén – Nueva Cautín se estima pertinente la indagación de los requerimientos bajo un escenario de sensibilidad en caso de un eventual desarrollo de parte de este potencial disponible en la zona de la octava región.

Caso2: Supuesto Línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV NO incorporada en el Plan de Expansión 2017

Tabla 6.35: Resumen resultados evaluación de alternativas analizadas para el tramo Ciruelos - Cautín – Mulchén – Charrúa, Escenario Base-Caso 2

	Alternativa 3. Línea Tramo Ciruelos – Cautín - Mulchén - Charrúa	Alternativa 4. Línea Tramo Ciruelos – Cautín y Tramo Mulchén - Charrúa
	500 kV	500 kV
Eval. Eficiencia Cop y Falla	33 MMUSD	167 MMUSD
Probabilidad de VAN > 0	64%	94%

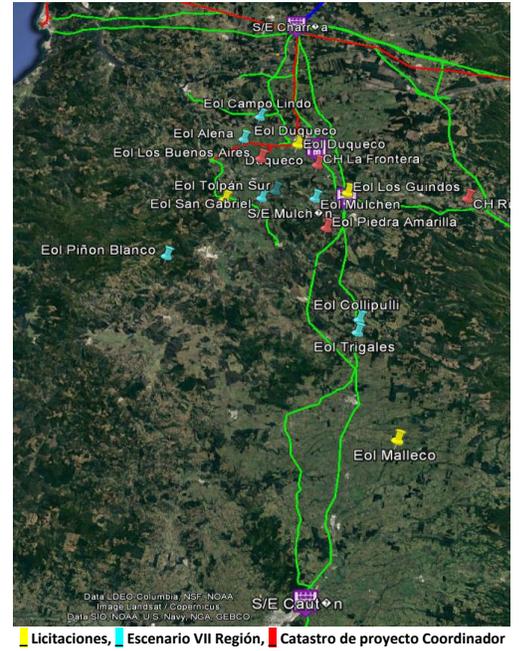
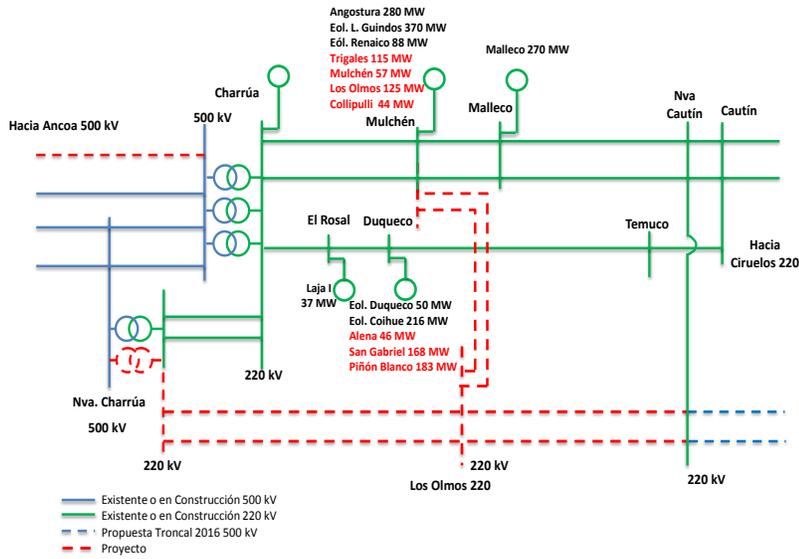
Bajo el supuesto de incluir como parte de la obra a evaluar la línea para el tramo Ciruelos – Cautín 2x500 kV, se observa que resultaría económicamente conveniente la ejecución de ambas Alternativas de proyectos en 500 kV, arrojando en este caso un VAN positivo de 33 y 167 MMUSD para las Alternativas 3 y Alternativa 4 respectivamente.

6.6.7 ESCENARIO VIII REGIÓN

Teniendo en consideración que la zona de emplazamiento de las obras evaluadas para el tramo cuenta con un potencial importante de generación, del cual gran parte podría llegar a desarrollarse en el mediano plazo de acuerdo con los antecedentes de proyectos disponibles en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) y del Coordinador Eléctrico, se realiza el Escenario VIII Región de sensibilidad. Este escenario considera el desarrollo de parte del potencial disponible en la zona, con la finalidad de aportar información adicional para efectos de definir las características constructivas del proyecto a recomendar, en lo que respecta a la capacidad y nivel de tensión.

Para lo anterior se supone que se incorporan aquellos proyectos que se encuentran en el catastro público de proyectos de Generación, Transmisión y Consumo del Coordinador y que cuentan con una RCA favorable. En la figura se detalla en color rojo las centrales adicionadas para el tramo en este Escenario que suman un total de 740 MW, los cuales desplazan generación fotovoltaica en la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional. Cabe señalar que este escenario igualmente considera la instalación de 330 MW adicionales en proyectos desde la S/E Ciruelos al Sur.

Figura 6.134: Diagrama simplificado instalaciones consideradas en tramo Ciruelos – Cautín Escenario VIII Región



6.6.7.1 Flujos esperados en el largo plazo

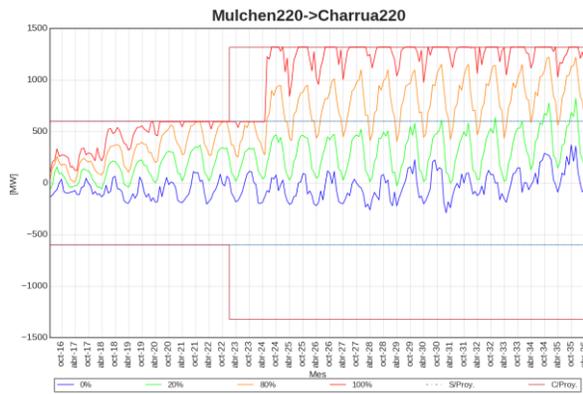


Figura 6.135: Flujos Mulchén –Charrúa existente para distintas probabilidades de excedencia

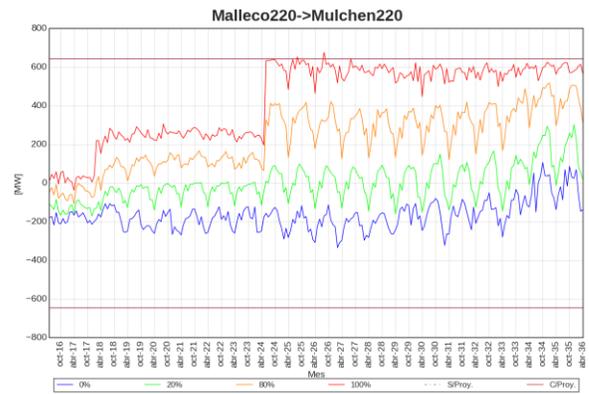


Figura 6.136: Flujos Malleco – Mulchén existente para distintas probabilidades de excedencia

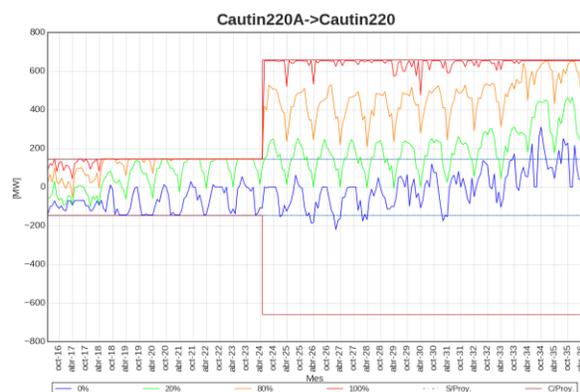


Figura 6.137: Flujos Desde el Sur a Cautín para distintas probabilidades de excedencia

Se observa que para el Escenario VIII Región los requerimientos de transmisión para los tramos serían superiores, encontrando que las transferencias máximas esperadas para el tramo Mulchén – Charrúa estarían por sobre los 1300 MW y por sobre los 700 MW para el tramo Ciruelos – Cautín, superando ampliamente las capacidades de transmisión existentes de 600 MW y 145 MW respectivamente. En cuanto a lo observado para el tramo Malleco – Mulchén se aprecia que, si bien no se presentarían congestiones relevantes, el tramo no presentaría holguras dando origen a congestiones en tanto se instalen algunos megawatts adicionales en proyectos no considerados en este escenario.

6.6.7.2 Análisis de las alternativas de expansión

Considerando que este escenario presionaría aún más los flujos para el tramo, se evaluarán económicamente sólo los casos de 500 kV, que corresponden a los de mayor inversión, entendiendo que, si en este caso la obra resulta económicamente conveniente, en el caso de 220 kV también lo será.

Caso1: Supuesto Línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV incorporada en el plan de Expansión 2017

- ✓ Alternativa 1: Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Cautín – Nueva Mulchén – Nueva Charrúa
- ✓ Alternativa 2: Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Mulchén – Nueva Charrúa

Caso2: Supuesto Línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV NO incorporada en el plan de Expansión 2017

- ✓ Alternativa 3. Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Ciruelos - Nueva Cautín – Nueva Mulchén – Nueva Charrúa
- ✓ Alternativa 4. Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Ciruelos - Nueva Cautín y Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Mulchén – Nueva Charrúa

A continuación, se presentan los gráficos temporales de flujo en caso de considerar en servicio el proyecto en 500 kV, energizado en 220 kV como desarrollo para el tramo completo.

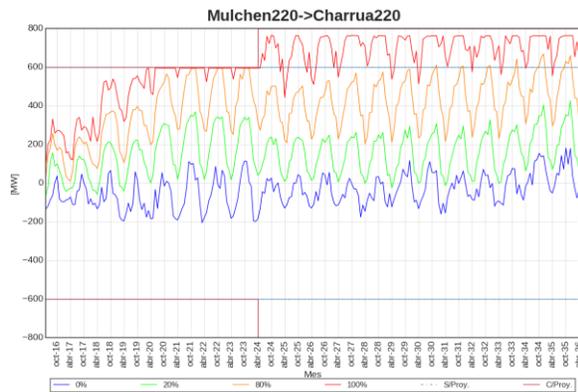


Figura 6.138: Flujos Mulchén –Charrúa existente para distintas probabilidades de excedencia

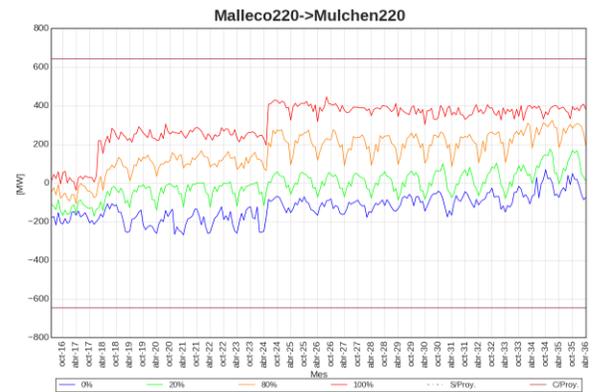


Figura 6.139: Flujos Malleco – Mulchén existente para distintas probabilidades de excedencia

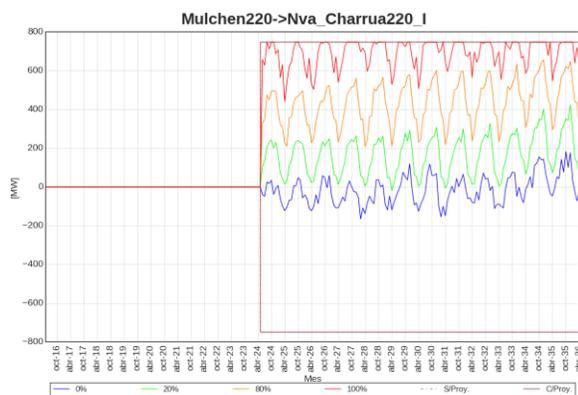


Figura 6.140: Flujos Nueva Línea Mulchén – Nva. Charrúa para distintas probabilidades de excedencia

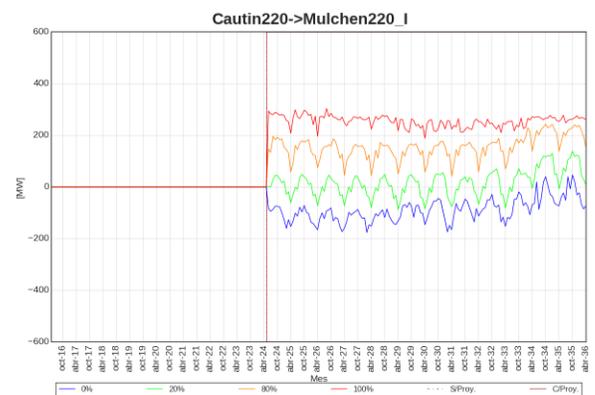


Figura 6.141: Flujos Nueva Línea Nueva Cautín – Nueva Mulchén para distintas probabilidades de excedencia

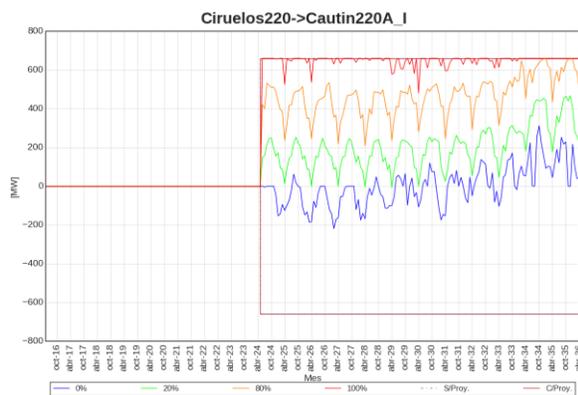


Figura 6.142: Flujos Nueva Línea Ciruelos – Nueva Cautín para distintas probabilidades de excedencia

Respecto del escenario base, para este Escenario se observa que los flujos son de mayor magnitud. Particularmente para el tramo Mulchén – Charrúa se alcanzarían las máximas capacidades de transmisión, tanto para la Nueva línea en su etapa de energización en 220 kV, como para los circuitos de 220 kV existentes en dicho tramo.

En vista de lo anterior, en caso que el desarrollo de generación en la zona sur de Chile sea similar o mayor al considerado en el Escenario VIII Región, el proyecto de 220 kV estaría ajustado en el mediano plazo y se podrían

requerir de expansiones adicionales. En caso de materialización del proyecto en 500 kV, en los siguientes estudios de transmisión se deberán analizar las posibilidades de energización en 500 kV y la definición óptima de los puntos de transformación y enlace del sistema de 500 kV con el de 220 kV. Por su parte, al igual que en el escenario base, en los tramos entre S/E Mulchén y S/E Cautín no se apreciarían congestiones.

6.6.7.3 Evaluación de las alternativas de expansión

Caso1: Supuesto Línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV incorporada en el plan Expansión 2017

✓ **Alternativa 1: Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Cautín – Nueva Mulchén – Nueva Charrúa**

Tabla 6.36: Evaluación económica Alternativa 1, Escenario VIII Región

Nueva Línea 2x500 kV Nva. Cautín - Nva. Mulchén - Nva. Charrúa [MUSD]					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2016	925.556	925.556	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	2.668	2.668
2020	1.293.725	1.293.725	-	6.027	6.027
2021	1.393.942	1.393.942	-	40.038	40.038
2022	1.508.974	1.508.974	-	135.059	135.059
2023	1.638.677	1.638.677	-	86.363	86.363
2024	1.696.392	1.672.591	23.801	4.863	18.938
2025	1.837.025	1.806.701	30.324	4.863	25.461
2026	2.026.193	1.991.085	35.108	4.863	30.245
2027	2.197.426	2.152.366	45.061	4.863	40.198
2028	2.373.592	2.323.161	50.430	4.863	45.567
2029	2.594.801	2.533.251	61.550	4.863	56.687
2030	2.826.643	2.757.846	68.798	4.863	63.935
2031	3.079.952	3.011.169	68.782	4.863	63.919
2032	3.368.272	3.289.077	79.194	4.863	74.331
2033	3.639.048	3.561.525	77.524	4.863	72.661
2034	3.881.263	3.769.751	111.512	4.863	106.650
2035	4.146.420	4.034.830	111.590	4.863	106.727
2036	1.175.745	1.159.356	16.388	4.863	11.526
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			-	46.258	61.030
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			316.689	236.163	80.525

✓ **Alternativa 2: Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Mulchén – Nueva Charrúa**

Tabla 6.37: Evaluación económica Alternativa 2, Escenario VIII Región

Nueva Línea 2x500 kV Tramo Nueva Mulchén - Nueva Charrúa [MUSD]					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2016	925.556	925.556	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	1.069	1.069
2020	1.293.725	1.293.725	-	2.415	2.415
2021	1.393.942	1.393.942	-	16.044	16.044
2022	1.508.974	1.508.974	-	54.120	54.120
2023	1.638.677	1.638.677	-	34.607	34.607
2024	1.696.392	1.673.539	22.853	1.949	20.905
2025	1.837.025	1.809.639	27.386	1.949	25.437
2026	2.026.193	1.994.726	31.468	1.949	29.519
2027	2.197.426	2.155.723	41.703	1.949	39.755
2028	2.373.592	2.327.125	46.466	1.949	44.518
2029	2.594.801	2.538.404	56.397	1.949	54.449
2030	2.826.643	2.761.986	64.658	1.949	62.709
2031	3.079.952	3.016.776	63.176	1.949	61.227
2032	3.368.272	3.295.439	72.832	1.949	70.884
2033	3.639.048	3.566.403	72.646	1.949	70.697
2034	3.881.263	3.778.623	102.640	1.949	100.691
2035	4.146.420	4.044.539	101.881	1.949	99.932
2036	1.175.745	1.163.466	12.279	1.949	10.330
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			- 46.258	24.456	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			290.083	94.634	195.449

Tabla 6.38: Resumen resultados de Evaluación Alternativas en Escenario VIII Región

ESCENARIO VIII Región		
	Alternativa 1. Cautín - Mulchén - Charrúa	Alternativa 2. Tramo Mulchén - Charrúa
	500 kV	500 kV
Eval. Eficiencia Cop y Falla	80 MMUSD	195 MMUSD

De acuerdo a los resultados presentados, en lo que respecta a las Alternativas 1 y 2 que asumen como supuesto que la línea para el tramo Ciruelos – Cautín 2x500 kV se encontraría contenida en el Decreto de marzo 2017, se observa que en caso de desarrollarse los proyectos de generación incorporados en el Escenario VIII Región, la obra en 500 kV para el tramo Cautín – Mulchén - Charrúa resulta beneficiosa para el sistema tanto en el caso de construcción del tramo completo o parcial, obteniendo mayor ganancia económica sistémica (VAN) en el caso de materialización sólo del tramo Nueva Mulchén – Nueva Charrúa (195 MMUSD). Lo anterior resulta consistente con los flujos y las congestiones observadas, las cuales se originarían sólo para este tramo. En línea con lo anterior, la obtención de un VAN>0 para el tramo completo Cautín – Mulchén - Charrúa da cuenta de la existencia de subsidios cruzados, ya que los grandes beneficios en ahorros de costos de operación asociados a la liberación de restricciones del tramo Mulchén – Charrúa (290 MMUSD, Figura 6.46) compensarían el valor de inversión del tramo liberado y también el del tramo más al sur, aun cuando este no presentaría restricciones relevantes.

Caso2: Supuesto Línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV NO incorporada en el Plan de Expansión 2017

- ✓ Alternativa 3. Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Ciruelos - Nueva Cautín - Mulchén – Nueva Charrúa

Tabla 6.39: Evaluación económica Alternativa 3, Escenario VIII Región

Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos - Nueva Cautín - Nueva Mulchén - Nueva Charrúa [MUSD]					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2016	925.556	925.556	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	4.058	4.058
2020	1.293.725	1.293.725	-	9.166	9.166
2021	1.393.942	1.393.942	-	60.892	60.892
2022	1.508.974	1.508.974	-	205.405	205.405
2023	1.638.677	1.638.677	-	131.345	131.345
2024	1.712.301	1.672.591	39.710	7.396	32.314
2025	1.864.971	1.806.701	58.270	7.396	50.874
2026	2.052.459	1.991.085	61.373	7.396	53.978
2027	2.216.170	2.152.366	63.804	7.396	56.408
2028	2.392.501	2.323.161	69.339	7.396	61.944
2029	2.613.727	2.533.251	80.476	7.396	73.081
2030	2.852.960	2.757.846	95.114	7.396	87.719
2031	3.108.379	3.011.169	97.209	7.396	89.814
2032	3.411.200	3.289.077	122.122	7.396	114.727
2033	3.681.689	3.561.525	120.164	7.396	112.769
2034	3.970.055	3.769.751	200.304	7.396	192.909
2035	4.231.238	4.034.830	196.408	7.396	189.012
2036	1.207.726	1.159.356	48.370	7.396	40.974
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA	
			- 21.436	92.817	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			518.672	359.168	159.503

- ✓ Alternativa 4. Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Ciruelos - Nueva Cautín y Nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Mulchén – Nueva Charrúa

Tabla 6.40: Evaluación económica Alternativa 4, Escenario VIII Región

Nueva Línea 2x500 kV Tramo Nueva Mulchén - Nueva Charrúa y Tramo Ciruelos - Cautín [MUSD]						
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio	
2016	925.556	925.556	-	-	-	-
2017	1.328.931	1.328.931	-	-	-	-
2018	1.174.215	1.174.215	-	-	-	-
2019	1.086.329	1.086.329	-	2.459	-	2.459
2020	1.293.725	1.293.725	-	5.554	-	5.554
2021	1.393.942	1.393.942	-	36.898	-	36.898
2022	1.508.974	1.508.974	-	124.465	-	124.465
2023	1.638.677	1.638.677	-	79.589	-	79.589
2024	1.712.301	1.673.539	38.762	4.481	-	34.280
2025	1.864.971	1.809.639	55.332	4.481	-	50.850
2026	2.052.459	1.994.726	57.733	4.481	-	53.252
2027	2.216.170	2.155.723	60.447	4.481	-	55.965
2028	2.392.501	2.327.125	65.375	4.481	-	60.894
2029	2.613.727	2.538.404	75.323	4.481	-	70.842
2030	2.852.960	2.761.986	90.974	4.481	-	86.493
2031	3.108.379	3.016.776	91.603	4.481	-	87.121
2032	3.411.200	3.295.439	115.760	4.481	-	111.279
2033	3.681.689	3.566.403	115.286	4.481	-	110.805
2034	3.970.055	3.778.623	191.432	4.481	-	186.950
2035	4.231.238	4.044.539	186.699	4.481	-	182.218
2036	1.207.726	1.163.466	44.260	4.481	-	39.779
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA		
			-	21.436	56.243	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN	
Valores Presentes			492.066	217.639	274.427	

Tabla 6.41: Resumen resultados de Evaluación Caso 2 en Escenario VIII Región

	Alternativa 3. Ciruelos - Cautín - Mulchén - Charrúa	Alternativa 4. Ciruelos - Cautín y Mulchén - Charrúa
	500 kV	500 kV
Eval. Eficiencia Cop y Falla	159 MMUSD	274 MMUSD

Las evaluaciones económicas bajo los supuestos del Caso 2, muestran que la ejecución de ambas alternativas resultan convenientes. En vista de lo anterior, bajo el supuesto de este caso se recomienda la construcción del proyecto para el tramo completo Ciruelos – Cautín – Mulchén – Charrúa en atención a las siguientes consideraciones:

- ✓ El proyecto Alternativa 3 resulta conveniente para el sistema con un VAN de 159 MMUSD.
- ✓ En caso de descartar la línea para el tramo intermedio Nueva Cautín – Nueva Mulchén (Alternativa 4) dicho tramo quedaría sin holguras (Figura 6.136), por ende la incorporación de proyectos de generación de pequeña envergadura que puedan adicionarse en la zona, podría gatillar futuros requerimientos de transmisión, lo cual resultaría ineficiente desde el punto de vista de las economías de ámbito y de escala que se aprovecharían en caso de la construcción de este tramo de 136 km como parte de un proyecto de mayor envergadura de 280 km. Adicionalmente, en caso de descartar la línea para el tramo intermedio Cautín – Mulchén, no se le otorgaría continuidad al desarrollo del sistema de 500 kV.
- ✓ La zona de emplazamiento de los proyectos resulta compleja desde el punto de vista socio - ambiental, por cuanto la recomendación futura del tramo Cautín - Mulchén podría sufrir retrasos y complicaciones mayores una vez que ya se encuentren en ejecución las líneas de los tramos hacia el sur de Cautín y hacia el norte del Mulchén. En línea con lo anterior, los mayores problemas socio ambientales se prevén en la zona de Cautín, por cuanto intervenir en 2 oportunidades distintas (para la llegada de la línea Ciruelos – Cautín y para la llegada de la línea Cautín – Mulchén) resulta de mayor costo y riesgo constructivo, respecto de intervenir en una sola oportunidad la zona para la llegada de ambas líneas.

6.6.8 ANÁLISIS DE MÍNIMO ARREPENTIMIENTO

El análisis de mínimo arrepentimiento se realizará sólo para el Caso 1, el cual supone que la línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV será incluida en Decreto de Expansión correspondiente a la recomendación de octubre de 2016. Se estima necesaria la realización de este análisis debido a que los resultados para los 2 escenarios estudiados en el caso 1, derivarían en recomendaciones distintas, siendo la construcción de la línea en 500 kV para el tramo completo Cautín – Mulchén – Charrúa no recomendable para el Base, mientras que resultaría conveniente para el Escenario VIII Región. De esta forma, dado que la solución en 220 kV no presentarían holguras y en algunos casos las alternativas de proyectos de 500 kV resultarían económicamente convenientes, se decidió corroborar si la construcción del proyecto en 500 kV en forma completa e inmediata resulta mejor en comparación a la materialización parcial, dadas las incertidumbres que se prevén en el futuro.

Tabla 6.42: Alternativas de Expansión consideradas análisis de mínimo arrepentimiento⁴

Sin Proyecto	-
Alternativa 1	Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Cautín – Nueva Mulchén – Nueva Charrúa
Alternativa 2	Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Mulchén – Nueva Charrúa

Para llevar a cabo este análisis es necesario definir el plan óptimo de inversiones de cada uno de los escenarios, el cual corresponderá a un tren de obras, cuyos años de puesta en servicio se determinan a partir de la evaluaciones económicas realizadas en cada escenario. Cabe señalar que los planes de expansiones son anuales y en caso de presentarse algún escenario en particular, es posible realizar ajustes e incorporar proyectos que no se hayan recomendado en el presente Plan, con el correspondiente retraso.

A continuación, se describe los trenes de obras a considerar en caso de recomendar en la presente propuesta la Alternativa 1 o la Alternativa 2, para los dos escenarios estudiados.

Tabla 6.43: Tren de obras consideradas Alternativa de Expansión– Escenario Base

ESCENARIO BASE					
Proyectos/Alternativas de Expansión		Valor de Inversión	Sin Proyecto	Plan 1	Plan 2
Alternativa 1	Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Nva. Mulchén 1700 [MVA]	108.255	NO	may-24	NO
Alternativa 2	Nueva línea 2x500 [kV] Nva. Charrúa – Nva. Mulchén - Nva. Cautín 1700 [MVA]	270.156	NO	NO	may-24
Ajuste Alt. 1	Nueva línea 2x500 [kV] Nva. Cautín - Nva. Mulchén 1700 [MVA]	176.000	NO	NO	NO

En caso de presentarse el Escenario Base, no existirían ajustes posteriores que realizar durante el horizonte de planificación en caso de recomendar la Alternativa 1 (únicamente la línea Nueva Mulchén – Nueva Charrúa 2x500 kV), puesto que la ejecución del tramo completo resulta económicamente ineficiente para este escenario según los resultados de la evaluación presentada en la Tabla 6.34. Por otra parte, en caso de materializar la línea para el tramo completo Nva. Charrúa – Nva. Mulchén – Nva Cautín producto de esta recomendación, igualmente no existirían ajustes que realizar ante la ocurrencia del Escenario base, debido a que la línea ya sería decretada aun cuando no se requiriese, presentado esta sobreinversión el arrepentimiento asociado.

⁴ En todas las simulaciones realizadas se supone que la línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV formará parte del sistema y se encontrará en servicio en may-24

Tabla 6.44: Tren de obras consideradas Alternativa de Expansión – Escenario VIII Región

ESCENARIO VIII REGIÓN						
			Valor de Inversión	Sin Proyecto	Plan 1	Plan 2
Alternativa 1	Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 1700 [MVA]		108.255	NO	may-24	NO
Alternativa 2	Nueva línea 2x500 [kV] Charrúa - Mulchén - Cautín 1700 [MVA]		270.156	NO	NO	may-24
Ajuste Alt. 1	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Mulchén 1700 [MVA]		176.000	NO	may-25	NO

En caso de optar por la alternativa 1 en el presente plan de expansión y embarcarse únicamente en la construcción del tramo Nva. Mulchén – Nva. Charrúa, ante la ocurrencia del Escenario VIII Región, en el siguiente plan de expansión se podría tomar la decisión de construir el tramo restante Nva. Mulchén – Nva. Cautín con el retraso correspondiente (1 año). Lo anterior debido a que la evaluación económica realizada en este escenario, muestra la conveniencia económica de ejecutar el proyecto completo (Tabla 6.38). Cabe señalar que el valor de inversión del proyecto construido por etapas resulta superior al caso de considerarlo como una única línea, debido a que se pierden economías de escala y ámbito asociadas.

Los costos obtenidos de cada uno de los planes en los dos escenarios considerados son los siguientes:

Tabla 6.45: Costos de Operación y Falla Plan de Expansión – Escenario

Costo de operación	Escenario Base	Escenario VIII Región
Sin Proyectos	23.879.411	23.694.934
Plan1	23.793.086	23.327.153
Plan2	23.785.801	23.378.245

Tabla 6.46: Costos de inversión Plan de Expansión – Escenario

Valor de Inversión	Escenario Base	Escenario VIII Región
Sin Proyectos	-	-
Plan1	94.634	261.372
Plan2	236.163	236.163

Tabla 6.47: Costos Totales Operación + Inversión Plan de Expansión – Escenario

Costo Total	Escenario Base	Escenario VIII Región
Sin Proyectos	23.879.411	23.694.934
Plan1	23.887.720	23.588.525
Plan2	24.021.964	23.614.408

A partir de los costos totales se realiza la matriz de arrepentimientos respecto del plan de menor costo para cada escenario. De acuerdo a los resultados presentados en la Tabla 6.48, se obtiene que bajo el supuesto de Caso 1, es decir que la línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV será incluida en el Decreto de Expansión de marzo 2017, el mínimo arrepentimiento corresponde al Plan 1, es decir la construcción inmediata del tramo Nueva Charrúa – Nueva Mulchén y la postergación del tramo Nueva Mulchén – Nueva Cautín. Cabe indicar que tanto los arrepentimientos de no hacer el proyecto y de hacerlo completo estarían por sobre los 100 MMUSD por más de 10 veces el arrepentimiento de la construcción parcial.

Tabla 6.48: Matriz de arrepentimientos Plan de Expansión – Escenario

MIN - MAX	Escenario Base	Escenario VIII Región	Máximo arrepentimiento
Sin Proyectos	-	106.409	106.409
Plan1	8.309	-	8.309
Plan2	142.553	25.883	142.553
		Mínimo	8,309

6.6.9 ANÁLISIS Y RECOMENDACIÓN

Dado que la nueva ley de transmisión incorpora criterios adicionales a las expansiones de los sistemas de transmisión, mediante la inclusión de holguras y redundancias en el diseño de dichas instalaciones, para la elección de la alternativa a recomendar se consideran los siguientes elementos en base a los análisis y resultados presentados anteriormente:

1. Al comparar los resultados de todas las alternativas evaluadas se observa que en caso de incluir como parte de las obras a evaluar la línea para el tramo Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV (Caso 2), el proyecto a recomendar para el sistema resulta ser la Alternativa 3 correspondiente al desarrollo de una línea en 500 kV S/E Ciruelos – S/E Nueva Cautín – S/E Nueva Mulchén – S/E Nueva Charrúa. En el Escenario Base el VAN obtenido para este proyecto es de 33 MMUSD, mientras que en el Escenario VIII Región el proyecto resulta conveniente con un VAN de 159 MMUSD (Tabla 6.41).
2. En caso que el Plan de Expansión correspondiente a la recomendación de octubre de 2016 incluya la obra Nueva línea 2x500 kV S/E Ciruelos – S/E Nueva Cautín (Caso 1), el proyecto a recomendar corresponde a la Alternativa 1, es decir la construcción inmediata de la Nueva Línea Nueva Charrúa – Nueva Mulchén 2x500 kV, energizada en 220 kV y en una segunda etapa la materialización del tramo restante Nueva Cautín – Nueva Mulchén a evaluar en los siguientes estudios de expansión. Por lo anterior se recomienda que se realice de forma inmediata el estudio de franja para el tramo completo por las dificultades socio – ambientales de la zona.
3. Adicionalmente el proyecto en 500 kV se justifica debido a que en caso de desarrollarse en 220 kV, se presentarían holguras reducidas para las transferencias máximas observadas incluso en el Escenario Base (Figura 6.109) y congestiones para el Escenario VIII Región (Figura 6.140). Adicionalmente, la ejecución del proyecto para 500 kV resulta coherente con el sistema actualmente en desarrollo en el mismo nivel de tensión desde S/E Pichirropulli al sur y desde S.E Charrúa al norte.

De acuerdo a los estudios realizados por el Ministerio de Energía sobre potenciales de generación hidráulica y eólica⁵ al sur de Charrúa, en caso desarrollarse parte de este potencial, se observarían ventajas en el desarrollo del proyecto en 500 kV en el futuro, que permitiría la evacuación de energía eficiente provista por ese tipo de tecnologías. Lo anterior recoge desarrollos con visión de largo plazo incluso más allá del horizonte de estudio.

De acuerdo a la información de la zona de emplazamiento de la CONADI, se observa que esta resulta particularmente compleja desde los puntos de vista medio ambientales y sociales, razón por la cual se hace

⁵ Energías Renovables en Chile, El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé. Ministerio de Energía.

complicada la construcción de varios proyectos de mediana envergadura (220 kV), versus un proyecto de gran envergadura (500 kV), debido a la economía respecto de las franjas de servidumbres y requerimiento de un único trazado.

En conclusión, de acuerdo a los análisis presentados la recomendación es la siguiente:

Caso1: Supuesto Línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV incorporada en el Decreto Expansión 2016-2017

Se recomienda la ejecución inmediata de una nueva línea de 2x500 kV, 2x1700 MVA Nueva Mulchén – Nueva Charrúa 500 kV, S/E Nueva Mulchén 500/220 kV (patio 220 kV) y línea de enlace 2x220 kV, 2x1000 MVA Mulchén – Nueva Mulchén. Adicionalmente se recomienda la realización de forma inmediata del estudio de franja para el tramo completo Cautín – Mulchén – Charrúa.

Caso2: Supuesto Línea Ciruelos – Nueva Cautín 2x500 kV NO incorporada en el Decreto de Expansión 2016-2017

Se recomienda la ejecución inmediata de una nueva línea de 2x500 kV, 2x1700 MVA tramo Nueva Charrúa - Nueva Mulchén, Nueva Mulchén – Nueva Cautín, Nueva Cautín – Ciruelos, las respectivas líneas de enlace S/E Nueva Mulchén 500/220 kV (patio 220 kV) y línea de enlace 2x220 kV, 2x1000 MVA Mulchén – Nueva Mulchén y Cautín – Nueva Cautín y las nuevas subestaciones Nueva Mulchén (patio 220 kV) y Nueva Cautín 500/220 kV (patio 220 kV).

En consideración a la complejidad del desarrollo de obras en la zona, asociadas a la definición del trazado, se recomienda que se permita la puesta en servicio del proyecto por tramos, de modo de no retrasar los de mayor urgencia Ciruelos – Cautín y Mulchén – Charrúa en caso de eventuales complejidades asociados al tramo Cautín – Mulchén.

Cabe indicar, que de acuerdo al desarrollo de los proyectos ERNC en la zona (Figura 6.134), el alto potencial eólico, el desarrollo industrial y residencial en la zona costera y por tanto los futuros requerimientos de apoyo a la transmisión zonal, corresponderá definir la ubicación óptima de la S/E Nueva Mulchén para coleccionar eficientemente el polo de desarrollo y eventualmente dar apoyo a los requerimientos de los sistemas zonales para abastecer los consumos. En lo que respecta a la ubicación de la S/E Nueva Cautín y el enlace al sistema de 220 kV existente, se deberá definir la ubicación óptima de dicha S/E en atención al nuevo desarrollo en 500 kV completo hasta S/E Nueva Charrúa.

6.7 REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA

6.7.1 ANTECEDENTES ZONA DIEGO DE ALMAGRO

La zona de Diego de Almagro corresponde al extremo norte del SIC, de modo que se ha encontrado alejada de nodos firmes desde el punto de vista del control de tensión, y a su vez se ha conectado al resto del sistema mediante líneas de transmisión extensas.

La zona, a su vez, posee un régimen de transferencias de potencia determinado principalmente por la generación solar ubicada en su entorno, motivando flujos de potencia de gran magnitud saliendo hacia el resto del sistema

durante las horas de sol, y transferencias en sentido contrario de una magnitud significativamente menor, durante la noche.

De esta manera, durante la operación real se han registrado alzas importantes en la magnitud de las tensiones en las barras de la zona, requiriendo la instrucción de maniobras operativas de apertura de circuitos para efectos de regular tensión, tal como se consignó en el informe de Requerimientos de reactivos desde el punto de vista de la operación en virtud del artículo 36° p) del DS 291/2006.

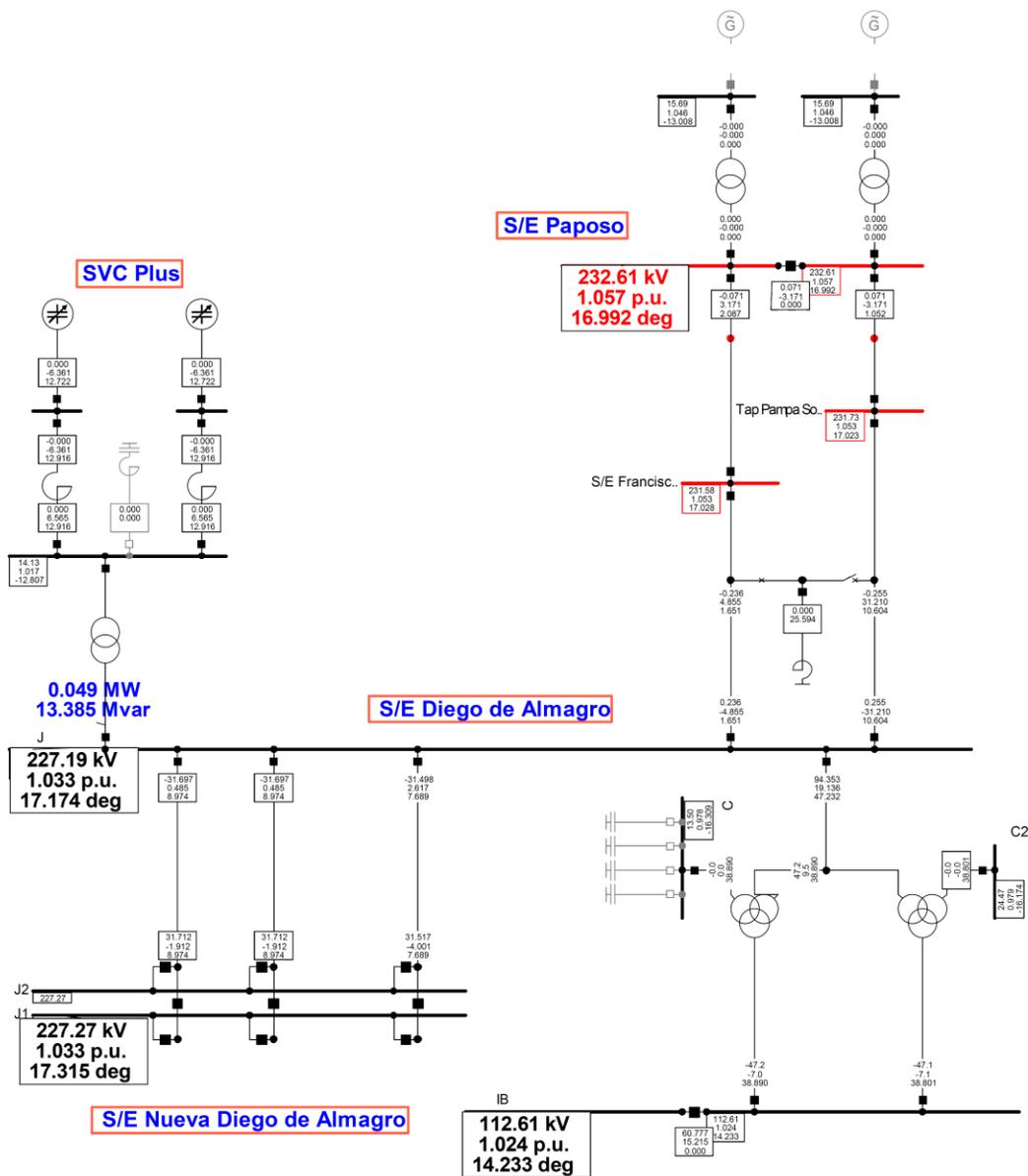
Debido a lo anterior, se analizó la eventual necesidad de recomendar un equipo de compensación de potencia reactiva inductiva para la zona.

6.7.2 ANÁLISIS

El análisis se desarrolló para una condición de demanda baja del sistema para el año 2019, fecha más próxima en que se podría poner en servicio una obra que se recomiende en este proceso. Adicionalmente, se ajustó el despacho de modo tal que se presenten bajas transferencias por las líneas del sistema, especialmente en la zona analizada, de modo de contar con una situación desfavorable desde el punto de vista de la regulación de tensión. Asimismo, es importante señalar que no se consideró el potencial aporte de las centrales solares FV o eólicas de la zona, para efectos de regular tensión mediante la absorción de potencia reactiva, con la finalidad de contar con un diagnóstico inicial más conservador.

Bajo esta condición, se tiene que la única barra de la zona que no respetaría la banda de tensión indicada en la NTSyCS sería la barra Paposo 220 kV (1.057 p.u.). Asimismo, se tiene que el equipo SVC Plus instalado en la S/E Diego de Almagro se encuentra absorbiendo una cantidad de potencia reactiva tal que mantiene un margen para su operación en caso de contingencia. Esto se puede apreciar en la siguiente figura:

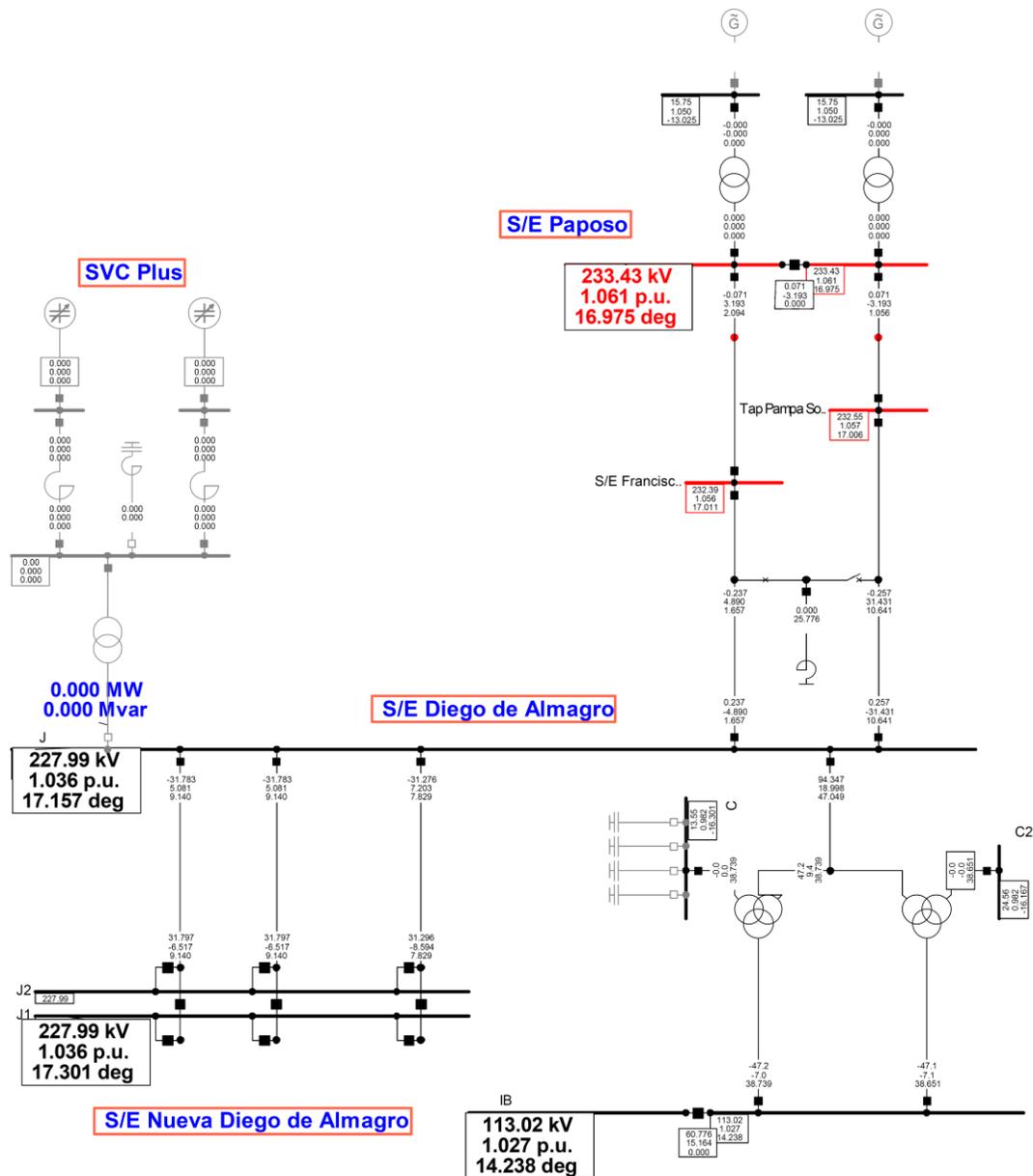
Figura 6.143: Análisis zona Diego de Almagro



Lo anterior muestra que la propia evolución del sistema permite una adecuada regulación de tensión en la zona analizada para una condición de operación como la descrita (desfavorable) y considerando un estado normal de operación, esto es, en ausencia de contingencia.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para la salida del equipo SVC Plus, los cuales se muestran en la siguiente figura:

Figura 6.144: Resultados ante salida SVC Plus



Los resultados obtenidos muestran que la salida del SVC Plus no reviste un problema mayor desde el punto de vista de las tensiones de régimen permanente para las barras de la zona, resultando todos los valores dentro del rango permitido para el estado de alerta.

6.7.3 CONCLUSIÓN

De acuerdo a los resultados expuestos, se concluye que no existiría un requerimiento de compensación reactiva inductiva para la zona de Diego de Almagro, toda vez que la presencia del equipo SVC Plus permite controlar la tensión en dentro de los rangos permitidos por la NTSyCS para las barras de la zona, tanto para estado normal de operación como frente a contingencias.

Es importante señalar que lo anterior no se cumple para la barra de 220 kV de la S/E Paposo, en donde se registra una tensión levemente superior a lo permitido para estado normal. No obstante, cualquier recomendación para subsanar esta situación requiere de un análisis de dicha subestación y posibles restricciones de espacio (por ejemplo), de modo que una eventual recomendación se postergará hasta contar con dichos análisis. Cabe destacar que la solución propuesta en 6.2, ayudaría a aliviar esta situación frente a una condición normal de operación.

6.8 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE METODOLOGÍA DE RESILIENCIA EN LA ZONA DE HUASCO

En esta sección se realiza un ejemplo de aplicación de la metodología de resiliencia propuesta para la zona de Huasco, en particular, se ha evaluado el comportamiento del sistema frente a la salida de todas las unidades generadoras de Central Guacolda, ya sea por un evento de prevención o de reacción frente a la eventual ocurrencia de un tsunami en las costas de la III Región de Chile.

Para ello, se han considerado los siguientes dos escenarios de evaluación para el año 2023:

- Escenario 1:
Máxima inyección en sentido norte a sur por las líneas de interconexión en 500 kV ubicadas entre las subestaciones Los Changos y Polpaico.
- Escenario 2:
Máxima inyección en sentido sur a norte por las líneas de interconexión en 500 kV ubicadas entre las subestaciones Polpaico y Los Changos.

Para contextualizar el foco de este análisis, distintos estudios desarrollados previamente, y este estudio en particular, han detectado un déficit de potencia reactiva inductiva en la zona aledaña a las subestaciones Maitencillo y Pan de Azúcar, existente en la actualidad y que se mantiene en el largo plazo. Por tal motivo, las unidades de Central Guacolda se utilizan para controlar reactivos en la zona, operando principalmente en modo subexcitado para disminuir las sobretensiones que se presentan. Aun así, es necesario contar con equipamiento reactivo que permita disminuir aún más las tensiones, y que permitan cumplir con las bandas de tensión para barras en 500 kV, definidas en el Art. 5-24 de la NTSyCS para estado normal de operación (entre 0,97 y 1,03 p.u.), y en el Art. 5-28 para estado de alerta (entre 0,95 y 1,05 p.u.).

De esta forma, para efectos de análisis se midieron tensiones en las siguientes barras del sistema: Nueva Cardones 500 kV, Nueva Maitencillo 500 kV, Nueva Pan de Azúcar 500 kV y Polpaico 500 kV. Por otro lado, se consideran los siguientes casos en función de central Guacolda:

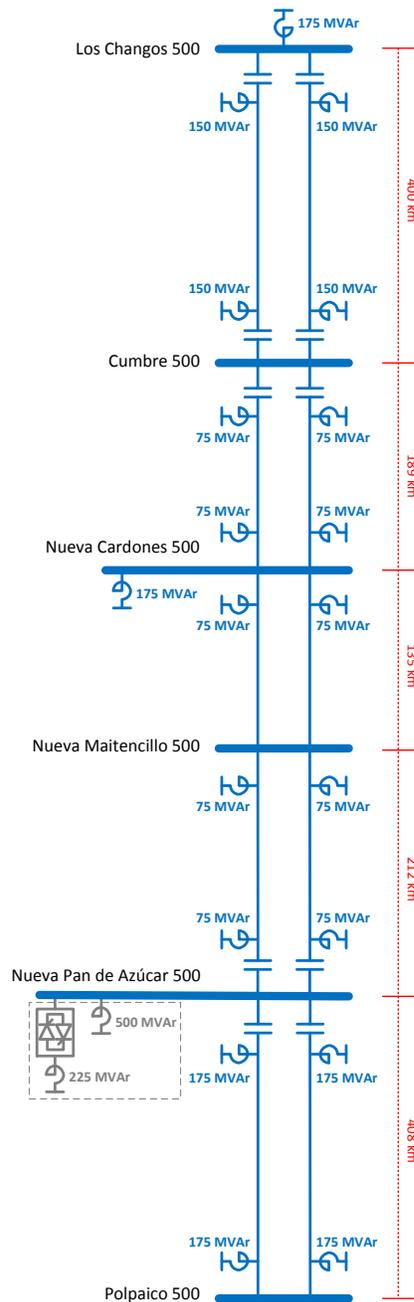
- Caso 1:
Considera a las unidades de Central Guacolda con control PV, sin maximizar la operación subexcitada con fines de disminuir tensiones en la zona.
- Caso 2:
Considera a las unidades de Central Guacolda fuera de servicio.

- Caso 3:**
 Considera a las unidades de Central Guacolda con control PQ, maximizando la operación subexcitada con fines de disminuir tensiones en la zona.

Tomando en consideración los escenarios y casos recién expuestos, se han obtenido resultados de régimen estático para condición sin compensación reactiva adicional, y otros con compensación reactiva adicional, conectada en S/E Nueva Pan de Azúcar, en primera instancia.

El sistema analizado, y la compensación reactiva analizada, se presentan en la Figura 6.145.

Figura 6.145: Sistema bajo estudio y equipo de compensación reactiva analizado



6.8.1 RESULTADOS PARA ESCENARIO 1

Los resultados para el Escenario 1 se presentan en la Tabla 6.49. Se observa que, para una condición de máxima transferencia en sentido norte a sur (alta inyección ERNC en la zona), las tensiones sin central Guacolda alcanzan elevados valores, incluso de un 4,5% superior al mínimo exigido por la NTSyCS, siendo el caso con mayores tensiones en la barra Nueva Pan de Azúcar 500 kV. Para un caso en que la central se encuentre operando con absorción máxima de reactivos (subexcitada), las tensiones pueden disminuir un 1,7%, quedando un 2,8% superior a lo exigido por la NTSyCS.

Tabla 6.49: Resultados para Escenario 1

<i>Escenario 1</i>			
Barra	Con Guacolda control PV	Sin Guacolda	Guacolda control PQ subexcitada
Nueva Cardones 500	1,044	1,051	1,035
Nueva Maitencillo 500	1,055	1,064	1,045
Nueva Pan de Azúcar 500	1,066	1,075	1,058
Polpaico 500	1,025	1,025	1,025

Se ratifica la necesidad de contar con equipamiento de compensación reactiva en la zona comprendida entre Maitencillo y Pan de Azúcar.

6.8.2 RESULTADOS PARA ESCENARIO 2

Los resultados para el Escenario 2 se presentan en la Tabla 6.50. Se observa que, para una condición de máxima transferencia en sentido sur a norte (baja inyección ERNC en la zona), las tensiones sin central Guacolda se encuentran un 1,1% superior al mínimo exigido por la NTSyCS, siendo el caso con menores tensiones en la barra Nueva Pan de Azúcar 500 kV.

Tabla 6.50: Resultados para Escenario 2

<i>Escenario 2</i>			
Barra	Con Guacolda control PV	Sin Guacolda	Guacolda control PQ subexcitada
Nueva Cardones 500	1,016	1,004	1,013
Nueva Maitencillo 500	1,032	1,016	1,023
Nueva Pan de Azúcar 500	1,057	1,041	1,049
Polpaico 500	1,025	1,025	1,025

Se ratifica la necesidad de contar con equipamiento de compensación reactiva en la zona comprendida entre Maitencillo y Pan de Azúcar.

6.8.3 RESULTADOS PARA ESCENARIO 1 CON 500 MVAR DE COMPENSACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR

Los resultados para el Escenario 1 con 500 MVar de compensación reactiva en S/E Nueva Pan de Azúcar se presentan en la Tabla 6.51. Se observa que, para una condición en la cual central Guacolda se encuentre operando subexcitada con control PQ, las tensiones se encuentran dentro de los márgenes exigidos por la NTSyCS. Sin perjuicio de lo anterior, para el caso en que sale de servicio la central Guacolda, se observan sobretensiones en las barras de Nueva Cardones 500 kV, Nueva Maitencillo 500 kV y Nueva Pan de Azúcar 500 kV, que alcanzan hasta un 1,3% superior a los márgenes normativos.

Tabla 6.51: Resultados para Escenario 1 con 500 MVar de compensación en S/E Nueva Pan de Azúcar

<i>Escenario 1 + SVC 500 MVar en Nueva Pan de Azúcar 500 kV</i>			
Barra	Con Guacolda control PV	Sin Guacolda	Guacolda control PQ subexcitada
Nueva Cardones 500	1,028	1,034	1,017
Nueva Maitencillo 500	1,033	1,040	1,020
Nueva Pan de Azúcar 500	1,035	1,043	1,025
Polpaico 500	1,025	1,025	1,025

Se ratifica la necesidad de contar con equipamiento de compensación reactiva inductiva de unos 500 MVar⁶ para que las tensiones se mantengan dentro de los límites normativos con la central Guacolda operando subexcitada. Sin embargo, bajo el concepto de resiliencia, y considerando que la central podría salir de servicio por algún evento de prevención o reacción, se estudia la posibilidad de incorporar al monto reactivo inductivo recién expuesto, un elemento activo de compensación reactiva (reactor controlado por tiristores).

6.8.4 RESULTADOS PARA ESCENARIO 1 CON 725 MVAR DE COMPENSACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR

Los resultados para el Escenario 1 con 725 MVar de compensación reactiva en S/E Nueva Pan de Azúcar, distribuidos en 500 MVar de reactores conectados directo a la barra (sin control) y 225 MVar conectados a la barra con control por tiristores, se presentan en la Tabla 6.52.

Tabla 6.52: Resultados para Escenario 1 con 725 MVar de compensación en S/E Nueva Pan de Azúcar

<i>Escenario 1 + SVC 725 MVar en Nueva Pan de Azúcar 500 kV (500 MVar fijos + 225 MVar tiristorizados)</i>			
Barra	Con Guacolda control PV	Sin Guacolda	Guacolda control PQ subexcitada
Nueva Cardones 500	1,023	1,026	1,017
Nueva Maitencillo 500	1,027	1,030	1,020
Nueva Pan de Azúcar 500	1,025	1,029	1,025
Polpaico 500	1,025	1,025	1,025

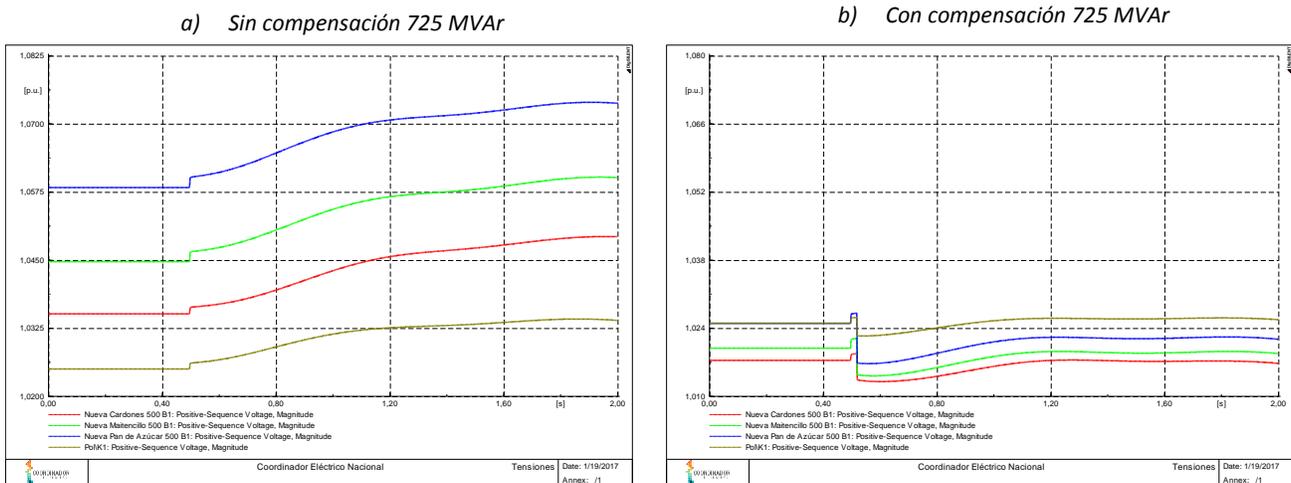
⁶ Este monto ha sido conectado en S/E Nueva Pan de Azúcar. Si bien ésta es la opción recomendada, se podría distribuir entre S/E Nueva Pan de Azúcar y S/E Nueva Maitencillo.

Se observa que, con este equipo de compensación, compuesto de reactores por un monto de 500 MVAR y un SVC compuesto por un reactor controlado por tiristores de 225 MVAR, las tensiones quedan dentro de los límites normativos para todo evento, lo que permite concluir que la obra contribuye con el concepto de resiliencia en la zona de Maitencillo y Pan de Azúcar.

Para finalizar, en la Figura 6.146 se presenta un comportamiento transitorio preliminar de la respuesta de las tensiones en el sistema analizado para una salida intempestiva de una de las unidades generadoras de la Central Guacolda, para una condición sin equipo reactivo adicional, y para una condición que contempla un reactor de 500 MVAR y un reactor con control por tiristores de 225 MVAR, lo que la sitúa como una obra complementaria (por concepto de resiliencia) a la obra que se necesita de todas formas para controlar tensiones en la zona.

Estos análisis que forman parte del ejemplo de la metodología, serán complementados para definir los montos exactos de la obra que acá se está proponiendo.

Figura 6.146: Comportamiento de las tensiones del sistema: a) sin compensación, y b) con compensación.



7. ANÁLISIS Y PROPUESTAS DE EXPANSIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

7.1 ANÁLISIS DE SUFICIENCIA Y SEGURIDAD DE CLIENTES REGULADOS PARA LA ZONA NORTE

7.1.1 CONTEXTO Y ANTECEDENTES GENERALES

Durante el año 2016, y de la mano de la nueva Ley Eléctrica, la seguridad o confiabilidad de suministro de los clientes regulados ha tomado mayor relevancia, en particular, el nivel de interrupciones que percibe la población y familias de cada ciudad del país.

Lo anterior nos lleva a revisar cómo se estructuró el Sistema Interconectado del Norte Grande. Ya sea por las características del sistema, con ciudades desarrolladas bajo al alero de la industria minera, en un sistema predominantemente industrial; o bien debido a las extensas distancias que debe recorrer el sistema de transmisión para entregar suministro a las ciudades; a diferencia de otras ciudades del país, la transmisión dedicada – preferentemente – a las ciudades, no cuenta con respaldos, o criterio N-1. Este criterio de diseño o planificación, presente en las principales ciudades del país, no lo está en las ciudades del norte grande.

En particular, para la zona norte se identifican las siguientes instalaciones zonales:

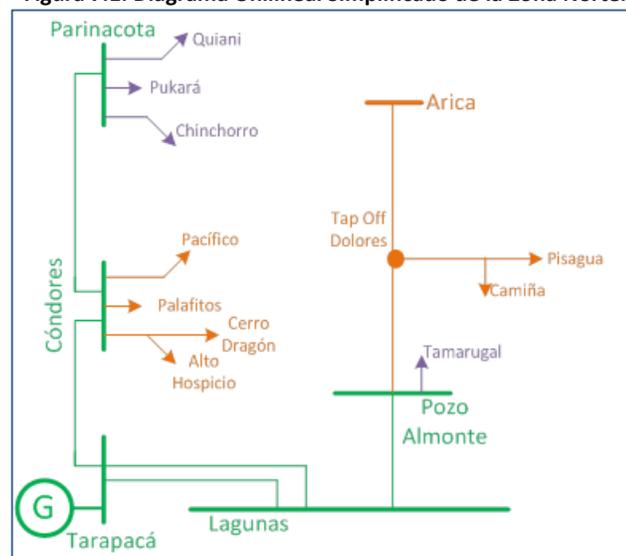
- **Zona Norte del SING:** Compreendida por la transmisión que abastece Arica, Iquique y Pozo Almonte.

La topología actual del sistema de transmisión zonal que abastece a los consumos regulados de la zona norte del SING depende del desempeño de un sistema eminentemente radial, es decir, que no soporta un análisis de contingencia simple sin presentar energía no suministrada.

Esta zona tendrá un sistema nacional robusto cuando entren en operación las nuevas obras decretadas que dan soporte a la zona mediante el enmallamiento de las subestaciones Cóndores – Pozo Almonte – Parinacota, pero el sistema zonal que abastece a los consumos vegetativos aún no soporta un análisis de respaldo (criterio N-1).

En la Figura 7.1 se presenta en forma simplificada un diagrama unilineal de la actual zona norte del SING.

Figura 7.1: Diagrama Unilineal Simplificado de la Zona Norte.

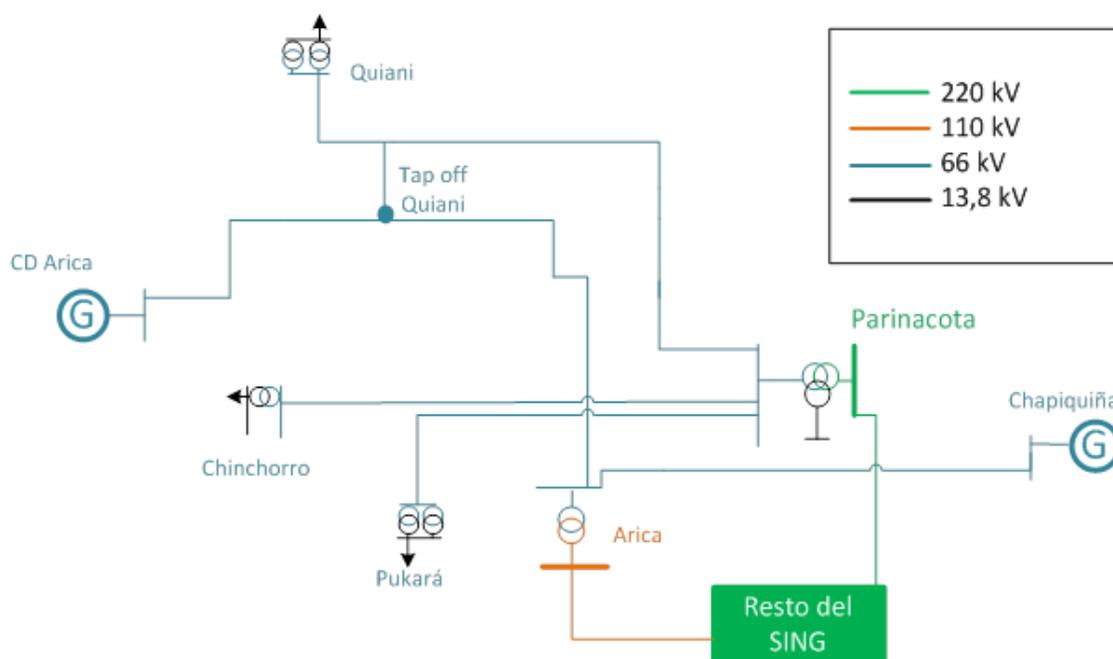


7.1.2 SEGURIDAD DE SUMINISTRO DE CLIENTES REGULADOS EN ZONA DE ARICA

El abastecimiento de electricidad de la ciudad de Arica se lleva a cabo principalmente a través de la subestación Parinacota, la cual se conecta por medio de una línea de 220 kV a la subestación Cóndores. En subestación Parinacota se conectan tres líneas de 66 kV para abastecer la demanda de clientes regulados conectada en las subestaciones Pukará, Chinchorro y Quiani. Adicionalmente, también se encuentra la subestación Arica la cual se conecta por medio de una línea de 110 kV a la subestación Pozo Almonte, y que sirve como punto de conexión al SING para la Central Diésel Arica y la Central Chapiquiña. Dada la topología prácticamente radial del sistema de 66 kV de la ciudad de Arica, no existe respaldo suficiente ante contingencias en instalaciones con esta tensión en esta zona. Por esta razón, y con el fin de disminuir la energía no servida, se analiza el sistema de transmisión zonal de la ciudad de Arica, para luego proponer obras que ayuden a aumentar el nivel de seguridad de suministro de clientes regulados en Arica.

En la Figura 7.2 se presenta un diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión zonal que abastece la ciudad de Arica. Actualmente, el abastecimiento de los clientes regulados de Arica a nivel de transmisión se realiza a través de la línea 220 kV Cóndores – Parinacota, y sólo en casos eventuales de emergencia el abastecimiento se realiza a través de la línea 110 kV Arica – Pozo Almonte a través del cierre del tap-off Quiani.

Figura 7.2: Diagrama Unilineal Simplificado del Sistema de Transmisión Zonal en Arica.



7.1.2.1 Análisis Realizados

Analizando la Figura 7.2, se puede ver que, si el Tap off Quiani se encuentra abierto, existe energía no suministrada (ENS) ante una contingencia simple en alguna de las líneas Parinacota – Quiani, Parinacota – Chinchorro y Parinacota – Pukará.

La proyección de los consumos conectados en cada una de las subestaciones de la Figura 7.2, se muestra en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1: Demanda Proyectada Arica.

Cliente	Barra de Consumo	Potencia Máxima [MW]								
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2030
Emelari	Chinchorro 13,8 kV	14,8	15,5	16,3	16,9	17,7	18,4	19,2	20,0	26,07
Emelari	Pukará 13,8 kV	19,9	20,9	21,9	22,8	23,8	24,8	25,9	27,0	35,15
Emelari	Quiani 13,8 kV	7,6	7,9	8,3	8,7	9,1	9,5	9,9	10,3	13,4
TOTAL		42,2	44,3	46,5	48,5	50,6	52,7	55,0	57,2	74,6

Adicionalmente, se muestran los datos de placa de los transformadores de SS/EE Quiani y Chinchorro:

Tabla 7.2: Datos de Placa - Transformadores Quiani 66/13,8 kV N°1 y 2

Ventilación	AT (66 kV)	BT (13,8 kV)
	Potencia [MVA]	Potencia [MVA]
OA	4,5	4,5

Tabla 7.3: Datos de Placa - Transformador Chinchorro 66/13,8 kV

Ventilación	AT (66 kV)	BT (13,8 kV)
	Potencia [MVA]	Potencia [MVA]
OA	16	16
FA	21	21

A partir de lo anterior, se observa que ante una contingencia simple en uno de los transformadores de Quiani, el otro se sobrecarga. Más aún, estos están operando con una carga de hasta 84%, la cual se proyecta que irá subiendo. Por estas dos razones y con el fin de dar mayor respaldo a los clientes regulados de la ciudad de Arica, se recomienda reemplazar los transformadores existentes por un transformador 66/13,8 kV 15 MVA en S/E Quiani.

Por otro lado, en S/E Chinchorro se tiene un solo transformador 66/13,8 kV 21 MVA el cual opera con un nivel de carga de hasta un 70% y que se proyecta que siga aumentando. Adicionalmente, este transformador no tiene respaldo alguno, por lo que, en caso de falla de este transformador, existe energía no suministrada en S/E Chinchorro. Por estas dos razones, se recomienda la instalación de un segundo transformador 66/13,8 kV 21 MVA en S/E Chinchorro.

En otro ámbito, ante una contingencia simple en alguna de las líneas Parinacota – Quiani, Parinacota – Chinchorro y Parinacota – Pukará, existe energía no suministrada de clientes regulados. Para evitar esta situación, se busca enmallar el sistema de transmisión en 66 kV en la ciudad de Arica.

En primer lugar, en la Figura 7.3 se observa la ubicación de las SS/EE Arica y Pukará, existiendo una distancia aproximada de 150 metros entre ellas.

Figura 7.3: Ubicación SS/EE Arica y Pukará



Con el fin de dar un mayor respaldo a los clientes conectados a S/E Pukará ante alguna contingencia en la línea Parinacota – Pukará o bien ante alguna falla en S/E Parinacota, se propone construir una línea en 66 kV entre SS/EE Pukará y Arica. Cabe destacar que estas subestaciones se encuentran separadas por 150 metros de distancia aproximadamente y que ambas poseen espacios suficientes para la instalación de los paños de una nueva línea en 66 kV.

Aplicando la misma lógica, en la Figura 7.4 se observa la ubicación de las SS/EE CD Arica y Chinchorro, existiendo una distancia cercana a 1 [km] entre ellas. Dada la cercanía entre estas subestaciones y con el fin de dar mayor seguridad de abastecimiento a los clientes regulados conectados en S/E Chinchorro ante alguna contingencia en S/E Parinacota, se propone una nueva línea en 66 kV entre SS/EE Chinchorro y CD Arica.

Figura 7.4: Ubicación SS/EE Chinchorro y CD Arica



Una vez hecha la propuesta que da mayor seguridad de abastecimiento a los clientes regulados conectados a SS/EE Pukará y Chinchorro, se analiza la situación de la demanda conectada en S/E Quiani.

Debido a que la línea Parinacota – Quiani 66 kV tiene un Tap Off, no es posible abastecer el total de la demanda conectada en S/E Quiani ante una contingencia simple de la línea antes mencionada. Por esta razón y para dar mayor seguridad de abastecimiento a los clientes regulados de S/E Quiani, se propone una nueva línea en 66 kV entre SS/EE Quiani y Parinacota.

Finalmente, con el fin de aumentar la robustez del sistema de transmisión en 66 kV ante una falla en la barra Parinacota 66 kV y para que no exista energía no suministrada en caso de que esta contingencia ocurra, se propone el seccionamiento de esta barra y la posterior reubicación de paños, de acuerdo a lo que se muestra en la Figura 7.5.

7.1.2.2 Obras de Expansión Propuestas

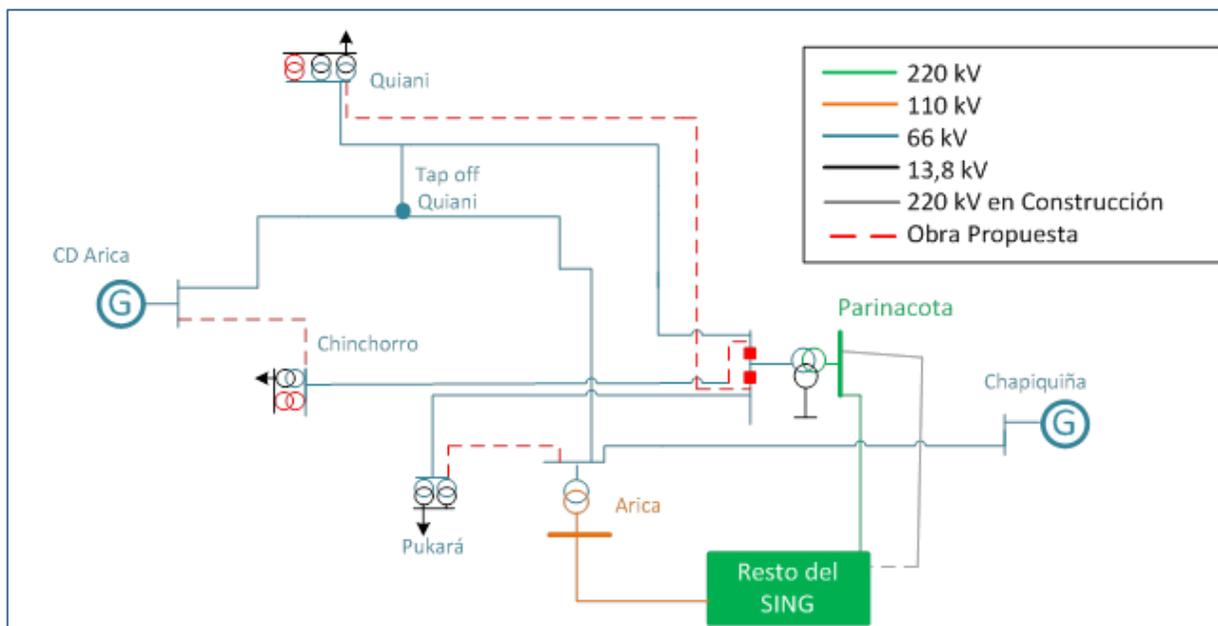
A partir del análisis anterior y con la finalidad de aumentar el nivel de seguridad de abastecimiento de los clientes regulados de la ciudad de Arica con una mirada de largo plazo, se propone el siguiente plan de obras:

- Nueva línea 66 kV CD Arica – Chinchorro 62 MVA
- Nueva línea 66 kV Pukará – Arica 62 MVA
- Nueva línea 66 kV Parinacota – Quiani 28 MVA
- Asegurar modificación de protecciones línea Parinacota – Chinchorro a 240 [A].

Cabe destacar que el dimensionamiento del plan de obras anterior, es tal que no limite el funcionamiento de las instalaciones existentes.

En la Figura 7.5 se presenta el plan de obras de Transmisión zonal propuesto para la ciudad de Arica:

Figura 7.5: Diagrama Unilineal Simplificado del Sistema de Transmisión Zonal con Obras Propuestas en Arica

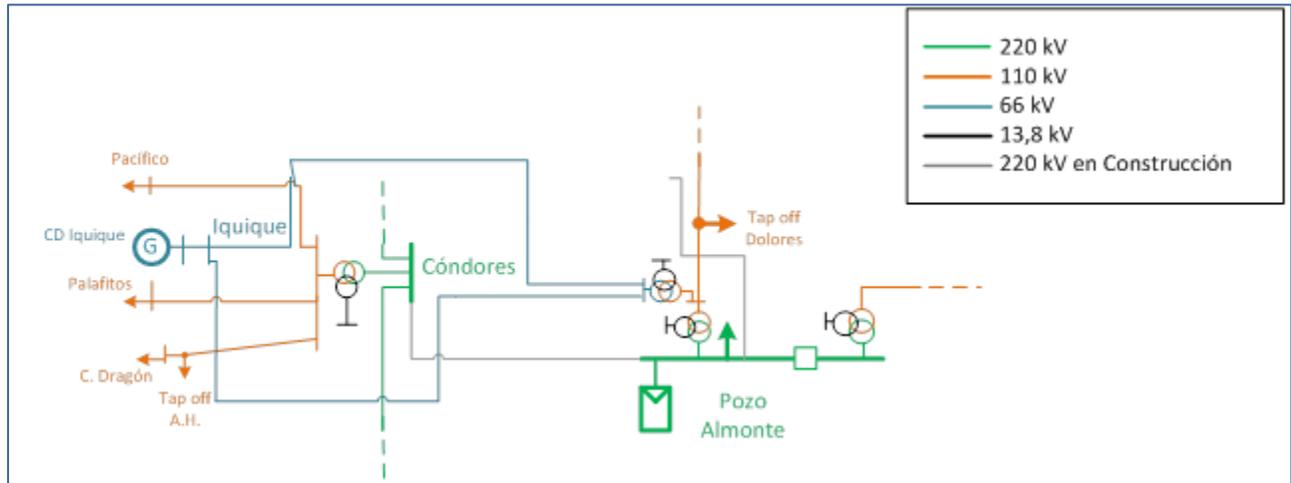


7.1.3 SEGURIDAD DE SUMINISTRO DE CLIENTES REGULADOS EN ZONA DE IQUIQUE

La ciudad de Iquique se abastece principalmente por medio de líneas de 110 kV desde las SS/EE Cerro Dragón, Pacífico y Palafitos hacia la S/E Cóncores. La topología del sistema de transmisión en 110 kV de la ciudad de Iquique es prácticamente radial, razón por la que ante una contingencia simple en las líneas Pacífico – Cóncores 110 kV, Palafitos – Cóncores 110 kV y Cerro Dragón – Cóncores 110 kV, existe energía no suministrada teniéndose que adoptar medidas operacionales para disminuir esta energía. Por esta razón y con el fin de disminuir la energía no servida a clientes regulados de la ciudad de Iquique y Pozo Almonte, se analiza el sistema de Transmisión Zonal de las ciudades de Iquique y Pozo Almonte, para luego proponer obras que ayuden a aumentar el nivel de seguridad de suministro de clientes regulados en estas comunas.

En la Figura 7.6 se presenta un diagrama unilineal simplificado del sistema de Transmisión Zonal que abastece la ciudad de Iquique y Pozo Almonte.

Figura 7.6: Diagrama Unilineal Simplificado del Sistema de Transmisión Zonal en Iquique y Pozo Almonte



La proyección de los consumos conectados en cada una de las subestaciones de la Figura 7.6, se muestra en la Tabla 7.4.

Tabla 7.4: Demanda Proyectada Iquique

Cliente	Barra de Consumo	Potencia Máxima [MW]								
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2030
Eliqsa	Tap Off Alto Hospicio 13,8 kV	13,0	13,6	14,0	14,5	15,0	15,6	16,1	16,6	20,66
Eliqsa	Cerro Dragón 13,8 kV	16,0	16,7	17,3	17,9	18,5	19,2	19,8	20,5	25,43
Eliqsa	Pacífico 13,8 kV	15,7	16,3	16,9	17,5	18,1	18,7	19,4	20,0	24,87
Eliqsa	Palafitos 13,8 kV	12,9	13,4	13,9	14,4	14,9	15,4	15,9	16,5	20,44
TOTAL		57,6	60,0	62,2	64,3	66,5	68,8	71,2	73,6	91,4

Adicionalmente, los datos de placa de los transformadores en los Tap Off Alto Hospicio, respectivamente son:

Tabla 7.5: Datos de Placa - Transformador Alto Hospicio 110/13,8 kV

Ventilación	AT (66 kV)	BT (13,8 kV)
	Potencia [MVA]	Potencia [MVA]
OA	10	10
FA	15	15

A partir de lo anterior, se observa que en un periodo de 4 años el transformador que está en el Tap Off Alto Hospicio presentará sobrecarga. Más aún, hoy en día dicho transformador opera con una carga de hasta el 86% y no cuenta con un transformador de respaldo, por lo que existe energía no servida ante una contingencia simple en la línea Cóndores – Cerro Dragón 110 kV. Por estas razones y con el fin de dar mayor respaldo a los clientes regulados de la ciudad de Pozo Almonte, se recomienda instalar un segundo transformador 110/13,8 kV 15 MVA en Tap Off Alto Hospicio. Adicional a esto último, se recomienda la construcción de una nueva subestación seccionadora ubicada en el actual Tap Off Alto Hospicio, de manera que una falla en los segmentos de línea Cerro Dragón – Alto Hospicio o

Alto Hospicio – Cóndores no produzca la salida completa de la línea Cerro Dragón – Cóndores 110 kV, obra que se ve complementada con el tendido del segundo circuito de la línea Cerro Dragón – Cóndores 110 kV.

7.1.3.1 Obras de Expansión Propuestas

A partir del análisis anterior y para disminuir el riesgo de desabastecimiento de electricidad de los clientes regulados de la ciudad de Iquique bajo una mirada de largo plazo, se propone el siguiente plan de obras:

- Tendido segundo circuito Cerro Dragón – Cóndores 110 kV
- Nueva subestación seccionadora de circuito existente Cerro Dragón – Cóndores 110 kV en Tap off Alto Hospicio

Cabe destacar que el dimensionamiento del plan de obras anterior, es tal que no limite el funcionamiento de las instalaciones existentes.

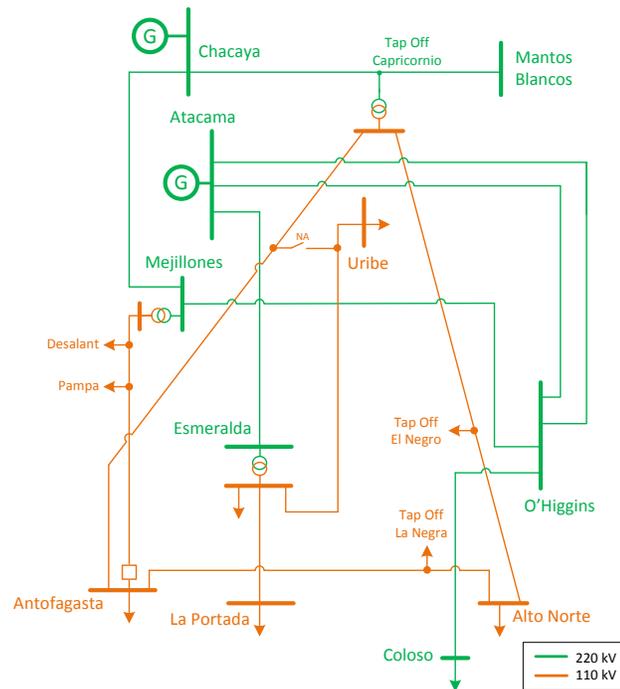
Es importante mencionar que la verificación del cumplimiento de la NTSyCS de la zona en el largo plazo, depende fuertemente del desarrollo del sistema de transmisión nacional, el que será reforzado mediante las obras de transmisión contenidas en el Decreto N° 373/2016 del Ministerio de Energía. Dicho plan de obras decretado podría ser complementado con la propuesta enviada por los CDEC a la Comisión Nacional de Energía en octubre de 2016, más precisamente por la obra “Nueva línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte, tendido de primer circuito año 2022, tendido de segundo circuito año 2025”, cuya definición por parte de la Comisión no ha sido conocida a la fecha de emisión de este informe por cuanto el mismo podría ser complementado con análisis hacia la zona norte de Kimal, conforme lo establece el artículo 6° de la Resolución Exenta N° 18/2017 de la Comisión Nacional de Energía.

7.1.4 ZONA ANTOFAGASTA

7.1.4.1 Contexto

Con el objeto de dotar de mayor seguridad y suficiencia al sistema zonal de la ciudad de Antofagasta, la presente sección analiza el comportamiento de tales redes, tanto para condición normal de operación como para su operación tras la ocurrencia de contingencias simples en líneas y transformadores, resguardando el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), en lo que se refiere a los niveles de tensión y cargabilidad en elementos serie, para condición normal de operación y considerando criterio N-1. Para contextualizar lo expuesto en el párrafo precedente, en la siguiente figura se presenta un sistema simplificado de las redes actuales que energizan las subestaciones de la zona de Antofagasta, esto es: Tap Off Capricornio, Mejillones y Esmeralda.

Figura 7.7: Diagrama simplificado del sistema eléctrico en la zona de Antofagasta, situación actual.



Actualmente el sistema en 110 kV de la ciudad de Antofagasta no puede operarse enmallado, pues una contingencia sobre el Transformador Mejillones 220/115/13.8 kV produciría una sobrecarga en el Transformador Capricornio 220/110/13.8 kV, ya que no puede abastecer simultáneamente toda la demanda de las subestaciones Alto Norte, Antofagasta y Mejillones. Por este motivo, actualmente el sistema de 110 kV de Antofagasta se opera con una Política de Operación consistente en desacoplar las zonas de Mejillones y de Capricornio, a través de la apertura del interruptor de la Línea 1x110 kV Mejillones-Antofagasta, extremo subestación Antofagasta. Así, en caso que el Transformador Mejillones 220/115/13.8 kV salga de servicio, el Transformador Capricornio 220/110/13.8 kV –que en condición normal de operación ya se encuentra operando cercano a su capacidad máxima– no adiciona nueva carga aguas abajo y, por ende, no se sobrecarga. Sin embargo, esta operación implica que cualquier falla en algunos de los transformadores mencionados implica la salida de servicio del equipo, junto con toda la carga conectada a ellos.

Mencionado el contexto actual, queda de manifiesto que el sistema zonal de la ciudad de Antofagasta necesita adecuaciones y obras que, al menos, permitan:

- dar respaldo al Transformador Capricornio 220/110/13.8 kV, que en la actualidad se encuentra próximo a la sobrecarga en condición permanente,
- normalizar la conexión en Tap Off en la Línea 1x220 kV Chacaya-Mantos Blancos,
- incorporar un nuevo punto de inyección en la zona que permita operar el sistema enmallado.

7.1.4.2 Proyectos zonales recomendados (Art. 13 transitorio)

Dentro de la nómina de proyectos de transmisión zonal, presentados por las empresas de transmisión zonal a la CNE en el marco del Artículo Decimotercero de la Ley N° 20.936, para la zona de Antofagasta, se han recomendado para construcción las siguientes obras:

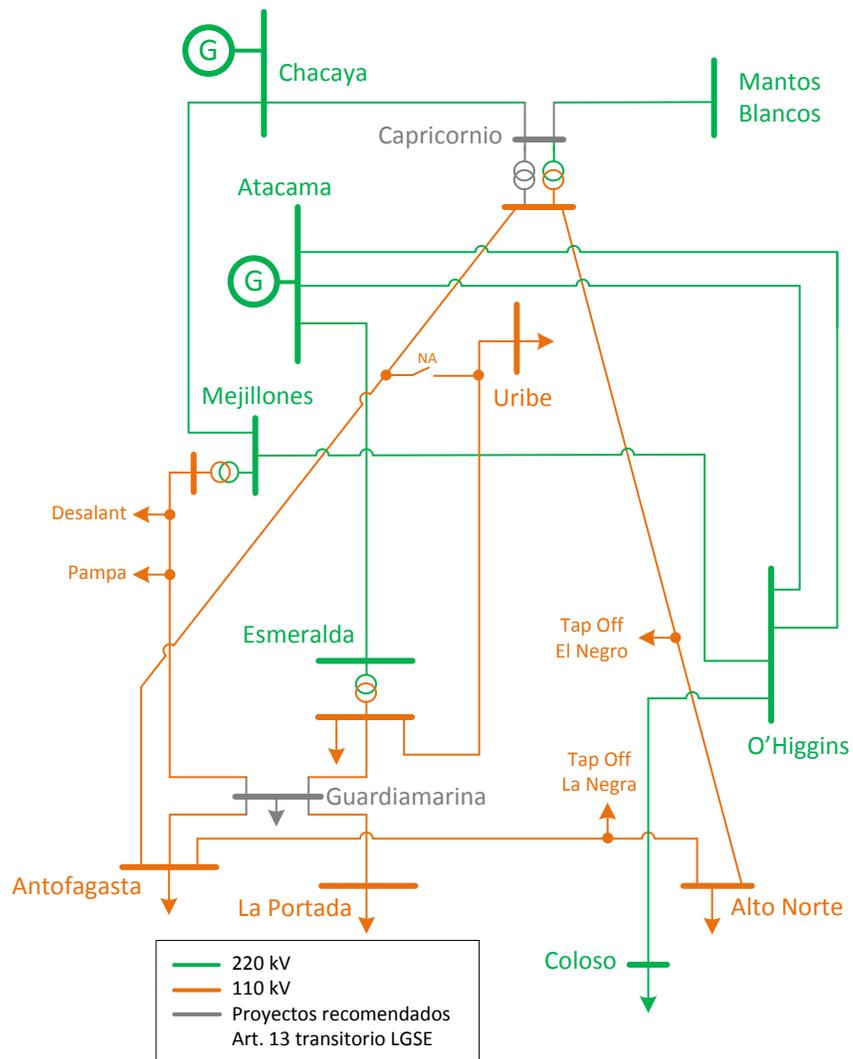
- Ampliación Tap Off Capricornio:

Recomendado para ejecución con las siguientes obras:

- Nuevo transformador en Capricornio, con iguales características al que existe en la actualidad (80 MVA de capacidad), con el objetivo de mantener duplicidad en transformación y resguardo del criterio N-1, además de la limitación de capacidad que imponen las líneas de 110 kV incidentes al Tap Off Capricornio en condición post-contingencia, con una capacidad máxima cercana a 90 MVA, lo que no permite explotar una capacidad de transformación mayor.
- Seccionamiento de la Línea 1x220 kV Chacaya-Mantos Blancos en reemplazo del Tap Off Capricornio, y una configuración de subestación de doble barra y doble interruptor.
- Subestación Guardiamarina:
Recomendado para ejecución con las siguientes obras:
 - Nueva subestación Guardiamarina que secciona la Línea 1x110 kV Mejillones-Antofagasta y la Línea 1x110 kV Esmeralda-La Portada.
 - Instalación de dos transformadores: 1) 110/23 kV y 30 MVA, y 2) 110/13.8 kV y 50 MVA, destinados a abastecer los incrementos de demanda regulada esperados para la zona, además de traspasar carga desde transformadores que alcanzaron su capacidad máxima, y otros cercanos a alcanzarla, en las subestaciones La Portada, Centro y Antofagasta. De esta manera, los consumos que se conecten a subestación Guardiamarina seguirán en servicio aún frente a contingencias simples en el sistema de 110 kV.

Para referenciar lo anterior, en la Figura 7.8 se presenta el sistema considerando la instalación de las obras de transmisión zonal recomendadas en el marco del Artículo Decimotercero transitorio de la Ley N° 20.936, las cuales se dibujan en color gris, y enmallando las zonas de Mejillones y Capricornio tras cerrar la Línea 1x220 kV Mejillones-Antofagasta, extremo subestación Antofagasta.

Figura 7.8: Diagrama simplificado del sistema eléctrico en la zona de Antofagasta, situación con obras zonales recomendadas en el contexto del Art. 13 transitorio de la Ley N° 20.936.



7.1.4.3 Análisis eléctrico

Caso base

Considerando el sistema zonal de la Figura 7.8 como base, se realiza un análisis eléctrico que permita evaluar el comportamiento de la red eléctrica, resguardando el cumplimiento de la NTSyCS en relación a niveles de tensión en condición normal de operación y tras contingencia simple (Artículos 5-24 y 5-28, respectivamente) y a suficiencia (Artículo 5-31).

En relación a las tensiones, no se observan incumplimientos normativos, sin embargo, algunas tensiones presentan una notoria baja entre su valor en condición normal y tras la contingencia. A modo de ejemplo, las barras Esmeralda 110 kV y Centro 110 kV disminuyen su tensión al pasar desde un estado normal a una situación en que sale de servicio el transformador Esmeralda 220/115/13.8 kV, desde 0.986 p.u. a 0.925 pu y desde 0.981 p.u. a 0.925 pu. Situación similar ocurre para la barra Capricornio 220 kV tras contingencia en la Línea 1x220 kV Chacaya-Capricornio, pasando desde una tensión de 0.991 pu en estado normal a una tensión de 0.906 tras la salida de la línea.

En relación a la suficiencia, se presentan diversas sobrecargas en elementos tras contingencia, considerando que además se han enmallado las zonas de Mejillones y Capricornio. Dentro de ellas, destacan:

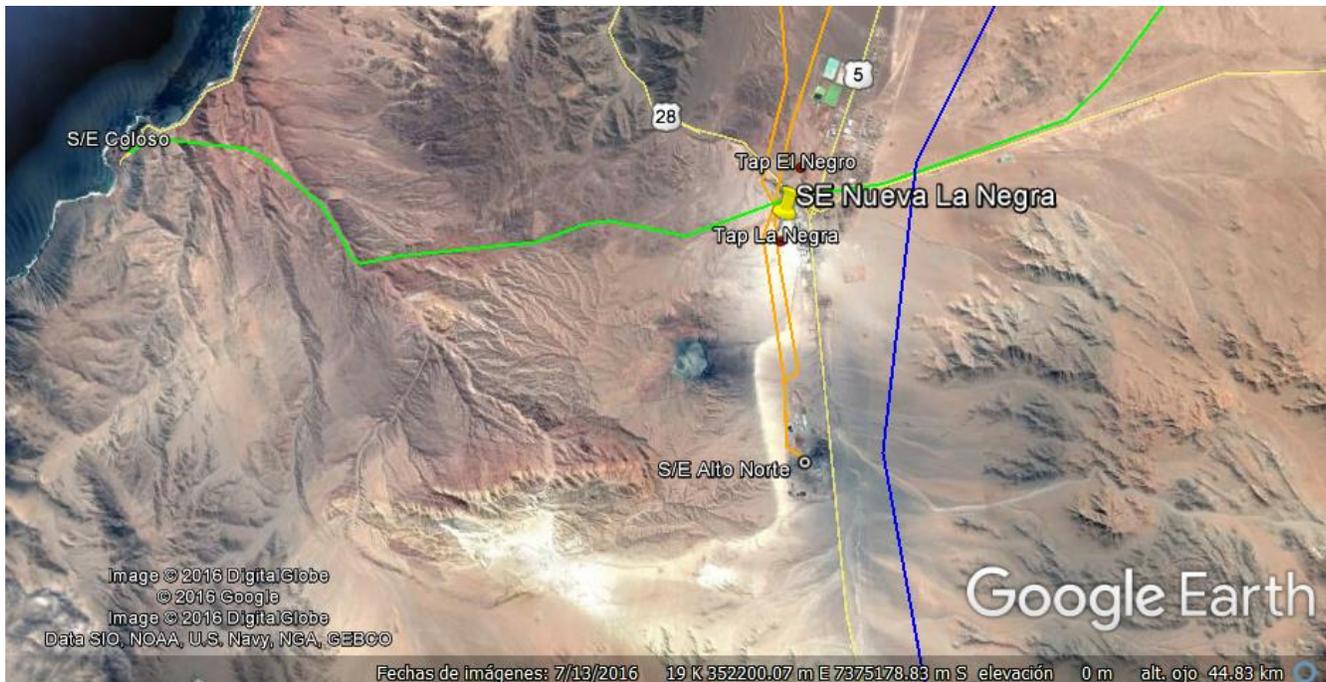
- Sobrecarga de 15% en Transformador Capricornio 220/110/13.8 kV tras salida del transformador de iguales características conectado en paralelo.
- Sobrecarga de 20% en la Línea 1x220 kV Capricornio-Antofagasta tras salida de la Línea 1x110 kV Capricornio-Alto Norte. Esta línea se encuentra limitada por conductor.
- Sobrecarga de 25% en la Línea 1x220 kV Capricornio-Antofagasta tras salida de la Línea 1x220 kV Atacama-Esmeralda o del Transformador Esmeralda 220/110/13.8 kV. Esta línea se encuentra limitada por conductor.
- Sobrecarga de 90% en la Línea 1x110 kV Esmeralda-Guardiamarina tras salida de la Línea 1x220 kV Atacama-Esmeralda o del Transformador Esmeralda 220/110/13.8 kV. Esta línea se encuentra actualmente limitada por Transformador de Corriente (TC), siendo su límite térmico 3,5 veces superior.
- Sobrecarga de 15% en la Línea 1x110 kV Mejillones-Antofagasta tras salida de la Línea 1x220 kV Atacama-Esmeralda o del Transformador Esmeralda 220/110/13.8 kV. Esta línea se encuentra actualmente limitada TC, siendo su límite térmico 1,33 veces superior.
- En condición normal de operación no se observan sobrecargas en las instalaciones.

En base a los resultados recién expuestos, se concluye que es necesario establecer un nuevo punto de inyección de potencia en el sistema zonal de Antofagasta, tal que disminuya la magnitud de los flujos provenientes desde la subestación Capricornio, y además permita elevar las tensiones en barras del sistema, situación que será abordada en la siguiente sección.

Caso con S/E Nueva La Negra

Tras el análisis eléctrico que concluye la necesidad de incorporar un nuevo punto de inyección en el sistema zonal de la ciudad de Antofagasta, cercano a las subestaciones que son abastecidas directamente por la subestación Capricornio, y a través de una inspección geográfica del sector, se propone instalar una nueva subestación seccionadora “Nueva La Negra” en el sector en que se cruzan la Línea 2x220 kV O’Higgins-Coloso y las Líneas 1x110 kV Capricornio-Alto Norte y 1x110 kV Antofagasta-Alto Norte, el cual se presenta en la Figura 7.9.

Figura 7.9: Sector propuesto para construir una nueva subestación zonal para Antofagasta.



De esta forma, se desarrollan los mismos análisis eléctricos que aquellos realizados para el caso base en la sección anterior, con una notoria mejora en el comportamiento del sistema, tanto en las tensiones como en su suficiencia.

En relación a las tensiones, no se observan incumplimientos normativos, y las tensiones se ubican en su totalidad sobre los 0.93 pu en condición de post-contingencia. A modo de ejemplo, la tensión más baja se presenta en la barra Capricornio 220 kV tras la salida de servicio de la Línea 1x220 kV Chacaya-Capricornio, alcanzando un valor de 0.939 pu, lo que representa un incremento de 3,3% respecto al caso base.

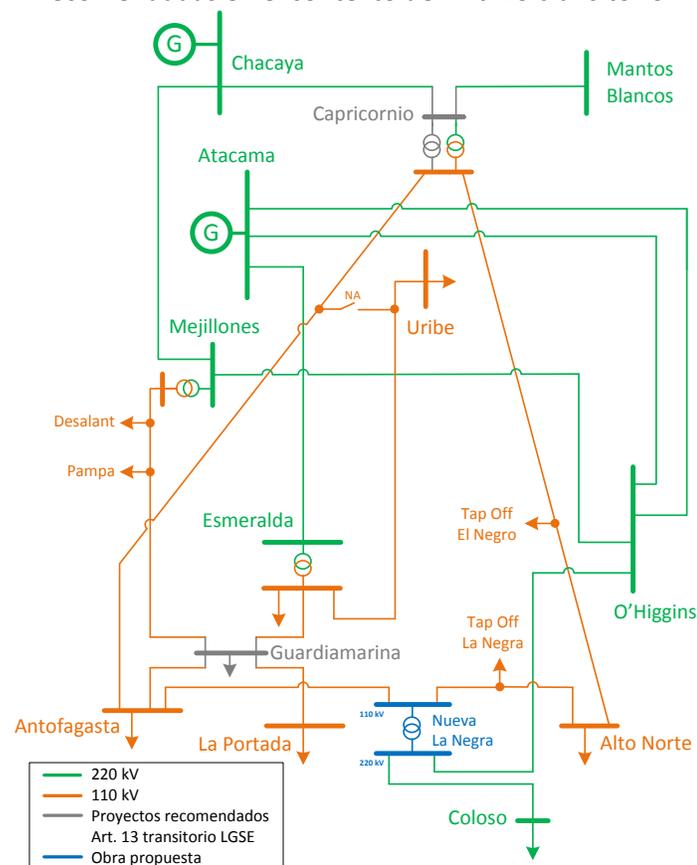
En relación a la suficiencia, sólo se presentan sobrecargas en dos líneas, sin embargo, éstas se pueden liberar ya que la limitante radica en el TC y no en el límite térmico del conductor:

- Sobrecarga de 85% en la Línea 1x110 kV Esmeralda-Guardiamarina tras salida de la Línea 1x220 kV Atacama-Esmeralda o del Transformador Esmeralda 220/110/13.8 kV. Esta línea se encuentra actualmente limitada por Transformador de Corriente (TC), siendo su límite térmico 3,5 veces superior. El tap actual del TC ubicado en el extremo subestación Esmeralda de la línea en cuestión está ajustado en 150/5A, sin embargo, el equipo tiene posibilidad de ajustarse en 150-300-600/5A. Por ello, se ajusta el equipo en 600/5A, la instalación aumenta su capacidad desde 180 A (límite actual por TC) hasta 631 A (límite por conductor), eliminándose la congestión.

- Sobrecarga de 20% en la Línea 1x110 kV Antofagasta-Guardiamarina tras salida de la Línea 1x220 kV Atacama-Esmeralda o del Transformador Esmeralda 220/110/13.8 kV. Esta línea se encuentra actualmente limitada TC, siendo su límite térmico 1,33 veces superior. En este caso, el TC es de 400/5A y no posee más tap, por ende, debe cambiarse el TC para liberar la restricción y operar la línea con su límite térmico, esto es, 640 A.
- Con subestación Nueva La Negra se libera la restricción de sobrecarga en el Transformador Capricornio 220/110/13.8 kV tras la salida del transformador de iguales características en paralelo, y las sobrecargas en las líneas de 110 kV que abastecen la demanda de Antofagasta de S/E Capricornio tras la salida de servicio de líneas incidentes a los otros puntos de inyección de la ciudad.

El sistema zonal de Antofagasta, con las instalaciones existentes, obras zonales recomendadas en el marco del Art. 13 transitorio de la Ley N° 20.936 y las obras propuesta en este ejercicio de planificación, se presenta en la Figura 7.10.

Figura 7.10: Diagrama simplificado del sistema eléctrico en la zona de Antofagasta, situación con obras zonales recomendadas en el contexto del Art. 13 transitorio.



7.2 ANÁLISIS DE CUMPLIMIENTO DE NTSYCS EN SUBESTACIONES DE ENLACE PARA LAS ZONAS NORTE CHICO, CENTRO Y SUR

7.2.1 RESUMEN Y DESCRIPCIÓN DEL ANÁLISIS DESARROLLADO PARA CADA SUBESTACIÓN

La aplicación de la metodología de análisis de requerimientos en subestaciones para los sistemas zonales descrita anteriormente, permite identificar los puntos a mejorar en las instalaciones.

En la tabla siguiente se presenta la situación actual de las subestaciones estudiadas ante una contingencia de severidad 8 y 9.

Tabla 7.6: Cumplimiento de severidades 8 y 9 de las subestaciones a estudiar

Subestación	Severidad 8	Severidad 9		
		Patio 220 kV	Patio 154 kV	Patio 110 kV
Agua Santa	No cumple	No cumple	N/A	No cumple
Alto Melipilla	No cumple	No cumple	N/A	No cumple
Concepción	Cumple	No cumple	No cumple	N/A
El Salto	No cumple	No cumple	N/A	No cumple
Hualpén	Cumple	N/A	No cumple	N/A
Cardones	Cumple	N/A	N/A	No cumple
Maitencillo	Cumple	N/A	N/A	No cumple
Pan de Azúcar	Cumple	N/A	N/A	No cumple

Dentro de los criterios utilizados para la propuesta de proyectos de normalización, se consideraron las condiciones de diseño establecidas en el Capítulo 3 de la NTSyCS y se extrapolaron las mejores prácticas para los niveles de tensión de 110 y 154kV.

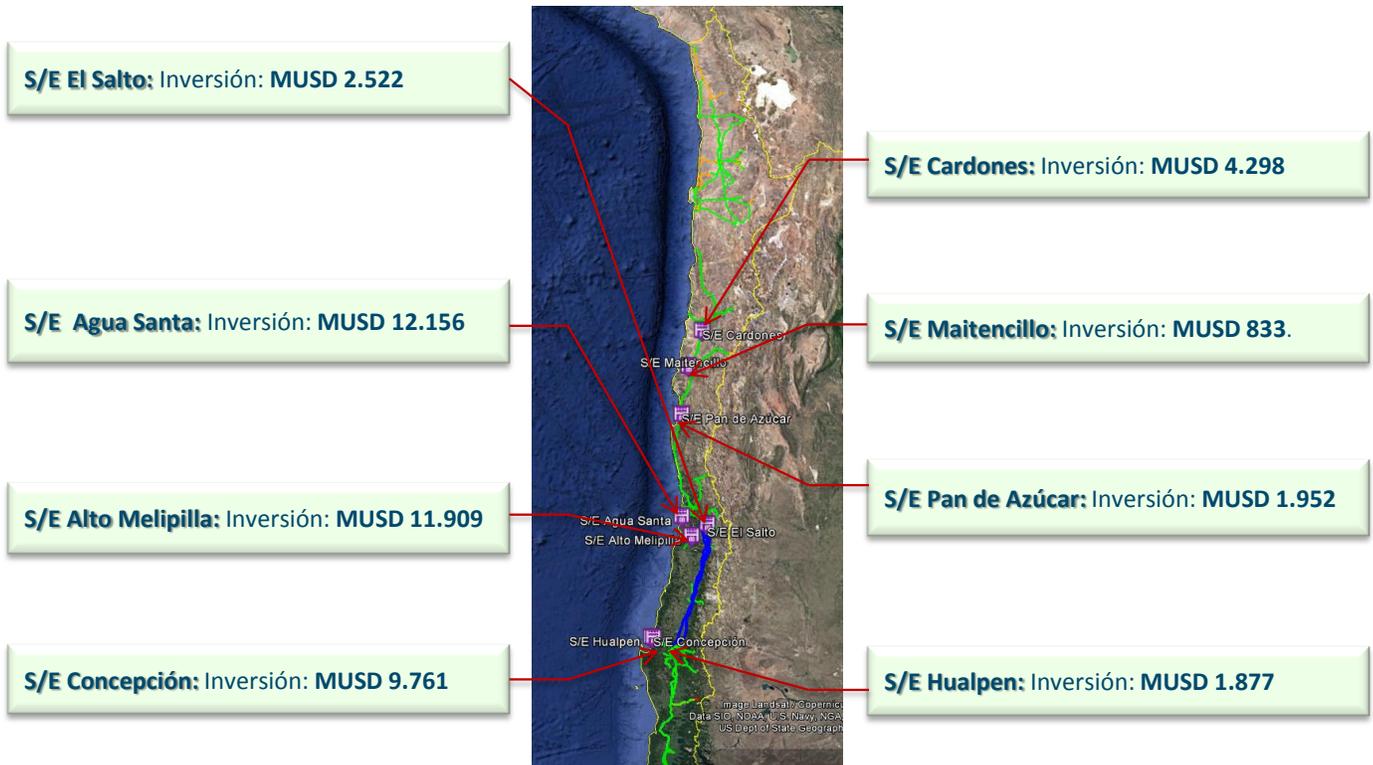
A partir del análisis realizado, basado en los criterios indicados, se realiza el siguiente conjunto de propuestas de mejora:

Tabla 7.7: Listado de Proyectos Propuestos

Subestación	Patio 220 kV	Patio 110 kV / Patio 154 kV	Transformación AT/AT	Inversión MUSD \$
S/E El Salto	Seccionar barra principal y Habilitar paño Transferencia	Patio 110 kV: Revisión de Capacidad de Barra y Habilitar Paño Transferencia	N/A	2.522
S/E Agua Santa	Implementación de doble interruptor en barras actuales	Patio 110 kV: Construcción de segunda barra + línea a Placilla en configuración doble interruptor	Transformador 220/115/60 kV – 300 MVA	12.156
S/E Alto Melipilla	Cambio de configuración de barras a anillo de 4 puntas.	Patio 110 kV: Construcción segunda barra	Transformador 220/115/13.2 kV – 150 MVA	11.909
S/E Concepción	Construcción Anillo 220 kV en Tecnología GIS	Patio 154 kV: Habilitación de segunda barra principal utilizando equipos existentes	N/A	9.761
S/E Cardones	N/A	Patio 110 kV: Construcción segunda barra en esquema doble interruptor	N/A	4.298
S/E Maitencillo	N/A	Patio 110 kV: Implementar en segunda barra existente esquema de doble interruptor	N/A	833
S/E Pan de Azúcar	N/A	Patio 110 kV: Cambio de configuración de la barra de 110kV a esquema de doble interruptor, utilizando la barra de transferencia	N/A	1.952
S/E Hualpén	N/A	Patio 154 kV: Seccionamiento Barra 154 kV + conexión de transformador. 220/154 a cada sección + conexión de línea San Vicente a cada barra	N/A	1.877
Total MUSD\$				45.308

La siguiente figura muestra el resumen de proyectos indicados en la tabla anterior:

Figura 7.11: Subestaciones con proyectos de normalización propuestos.



A continuación, se presenta la descripción general de la situación actual de cada una de las subestaciones seleccionadas y las conclusiones obtenidas a partir del estudio de flujo de potencia realizados para cada una de ellas. Estos estudios permiten verificar la respuesta de las subestaciones ante una contingencia de severidad 8 y 9 y determinar los requerimientos de adecuación normativos.

7.2.2 SUBESTACIÓN AGUA SANTA

7.2.2.1 Descripción de la configuración actual de la subestación

Esta subestación posee en el lado 220 kV una configuración de doble barra, donde se conectan los circuitos provenientes de la SE San Luis 220 kV (J1 y J2) más el transformador 220/110 kV de la subestación (JT1).

En el lado 110 kV posee una barra simple, donde se conectan los circuitos Agua Santa-Laguna Verde (H1 y H2), los circuitos Agua Santa Miraflores (H3 y H4) y el circuito simple Placilla (H5).

Adicionalmente esta SE cuenta con un autotransformador 220/110/66 kV 300 MVA en etapa refrigeración forzada, compuesto por tres unidades monofásicas y una reserva fría y CTBC.

Figura 7.12: Diagrama unilineal actual, lado 220 [kV] S/E Agua Santa.

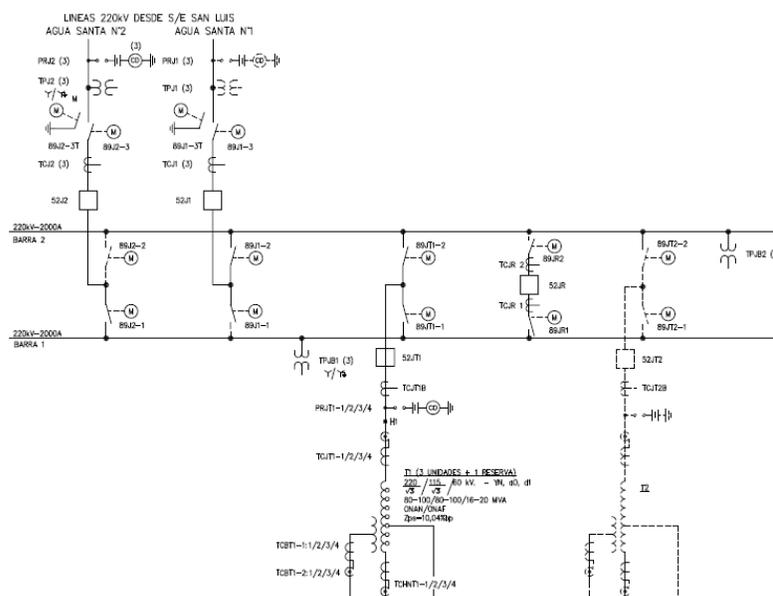
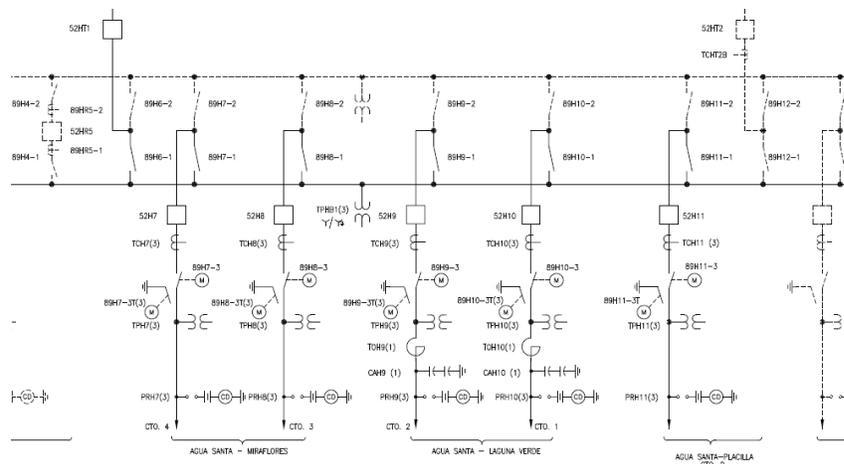


Figura 7.13: Diagrama unilineal actual, lado 220 [kV] S/E Agua Santa.



7.2.2.2 Análisis de condiciones Operacionales

A continuación, se presentan los resultados considerando las máximas transferencias del Sistema Troncal desde enero del 2019 a diciembre del 2023. Se identifica la condición de máxima exigencia para la instalación en análisis, correspondiente al período enero 2023, condición demanda alta noche. Máximo flujo a través de la línea 220 kV San Luis-Agua Santa.

7.2.2.2.1 Resultados para estado normal (condición pre-contingencia)

La SE Agua Santa cuenta con los aportes de generación de las centrales conectadas a la SE San Luis, sumado a los aportes de las centrales ubicadas en la zona de Quintero, estos últimos aportes enlazados a través de las SE Torquemada y SE Miraflores.

La SE Agua Santa en estado normal provee de energía a la zona urbana del Gran Valparaíso (SSEE Placilla, Placeres Valparaíso, Playa Ancha y parte del sistema 66 kV San Antonio) equivalente a un bloque de potencia de 150 [MVA]. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.8: Flujos escenarios pre contingencia.

Líneas	Flujos por las líneas[MVA]	Nivel de carga (%)
San Luis - Agua Santa 220 kV C1	142,2	37%
San Luis - Agua Santa 220 kV C2	142,2	37%
Agua Santa – Laguna Verde 110 kV C1	79,6	56%
Agua Santa – Laguna Verde 110 kV C2	70,9	50%
Agua Santa – Miraflores 110 kV C1	63,4	45%
Agua Santa – Miraflores 110 kV C2	63,4	45%
Agua Santa – Placilla 110 kV	22,1	25%
San Pedro - Miraflores 110 kV C1	33,1	38%
San Pedro - Miraflores 110 kV C2	33,1	38%
Torquemada - Ventanas 110 kVC1	82,3	51%
Torquemada - Ventanas 110 kV C2	82,3	51%
Quillota - San Pedro 110 kV ⁷	279,8	123%

Tabla 7.9: Tensiones en escenario pre contingencia.

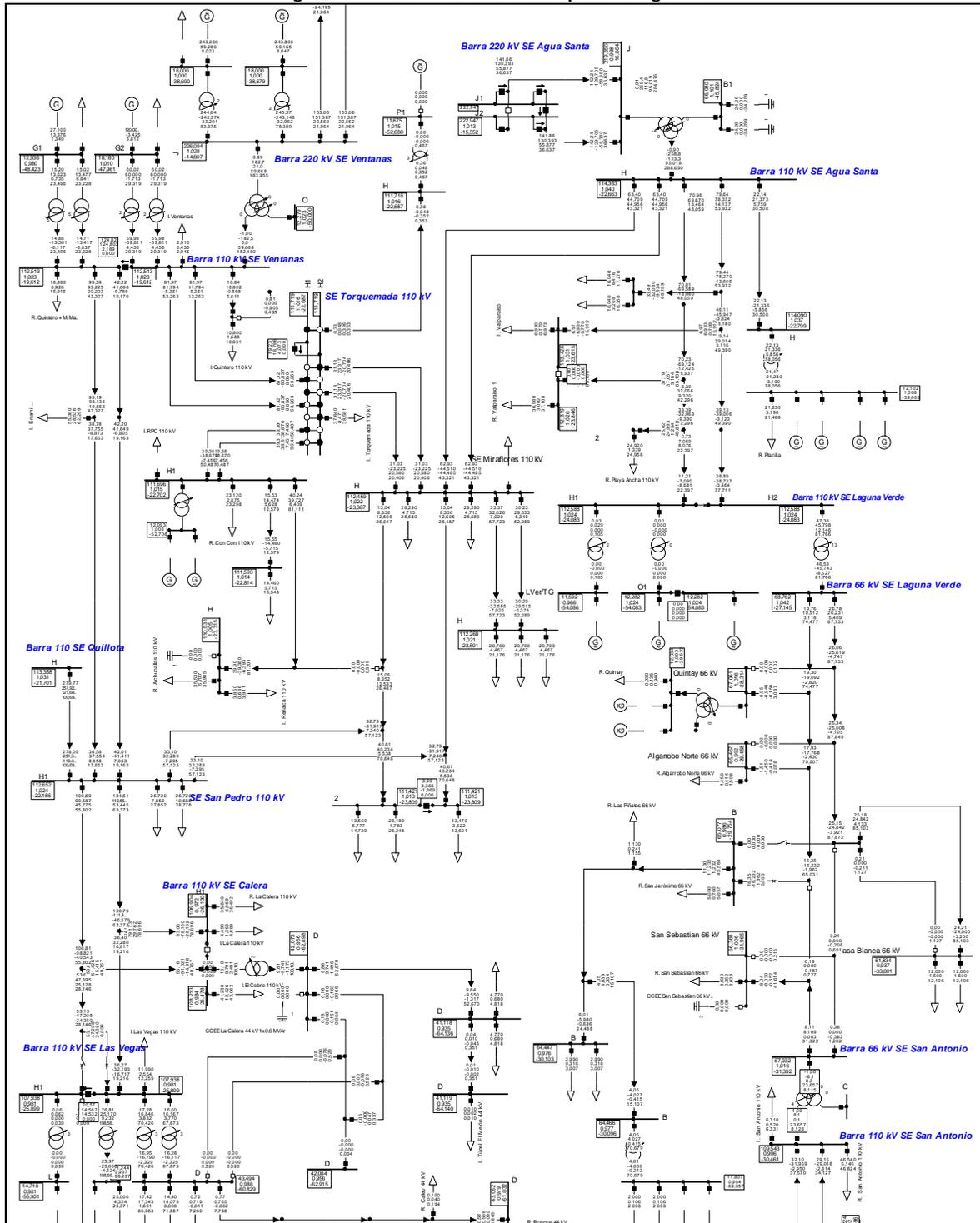
Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Agua Santa 220 kV	222.9	1.013
Agua Santa 110 kV	114.3	1.040
Miraflores 110 kV	112.4	1.022
Laguna Verde 110 kV	112.5	1.024

Los resultados muestran que las tensiones se encuentran dentro de los rangos normales de operación. Adicionalmente se muestra que la línea 110 kV Quillota- San Pedro, que, si bien es una línea doble circuito, posee configuración simple en sus extremos, lo cual no permite su explotación a máxima capacidad. Para el período de análisis, se observa que esta línea llega a su límite térmico, lo cual sugiere la normalización de sus extremos, previa verificación a partir de la proyección de demanda del coordinado.

⁷ De acuerdo a lo informado por AES GENER: línea 110 kV San Pedro – Quillota es de doble circuito, sin embargo, en sus extremos cuentan con un solo paño de equipos tanto para la llegada como para la salida de esta línea, operando en la práctica como una línea de simple circuito (280 [MVA]). Adicionalmente, en el extremo de SE Quillota, la capacidad de la línea se encuentra limitada por el TTCC, que tiene una capacidad de 228 [A].

Para el resto de las líneas 110 kV en el Sistema Zonal de la Quinta Región no se aprecian sobrecargas.

Figura 7.14: Resultados escenarios pre contingencia.



7.2.2.2.2 Contingencia en sección de la barra 1 - 220 kV

La falla en la barra N°1 – 220 kV de la SE Agua Santa, deja sin suministro al circuito 1 -220 kV San Luis Agua Santa y al autotransformador 220/110 kV de ésta SE. La transferencia de estos elementos a la barra N°2 – 220 kV se realiza de manera manual. Si bien existe opción de transferir carga, el hecho de ser una operación manual implica un tiempo de restauración, que depende de la naturaleza de la falla. Durante el periodo de tiempo que se extiende la falla, todos los consumos de las SSEE: Placilla, Placeres Valparaíso, Playa Ancha y parte del sistema 66 kV San Antonio, quedan alimentados a través de SE Miraflores.

Así, los resultados ante la contingencia en la barra 1 – 220 kV son los siguientes:

Tabla 7.10: Flujos estado post contingencia salida barra 1-220 kV

Líneas	Flujos por las líneas[MVA]	Nivel de carga (%)
San Luis - Agua Santa 220 kV C1	0,0	0%
San Luis - Agua Santa 220 kV C2	0,0	0%
Agua Santa – Laguna Verde 110 kV C1	81,1	57%
Agua Santa – Laguna Verde 110 kV C2	72,1	51%
Agua Santa – Miraflores 110 kV C1	88,0	62%
Agua Santa – Miraflores 110 kV C2	88,0	62%
Agua Santa – Placilla 110 kV	22,4	26%
San Pedro - Miraflores 110 kV C1	117,0	134%
San Pedro - Miraflores 110 kV C2	117,0	134%
Torquemada - Ventanas 110 kV C1	147,7	91%
Torquemada - Ventanas 110 kV C2	147,7	91%
Quillota - San Pedro 110 kV	435,0	191%

Tabla 7.11: Tensiones estado post contingencia salida transformador Agua Santa

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Agua Santa 220 kV	-	-
Agua Santa 110 kV	102.3	0.930
Miraflores 110 kV	102.1	0.929
Laguna Verde 110 kV	98.5	0.896

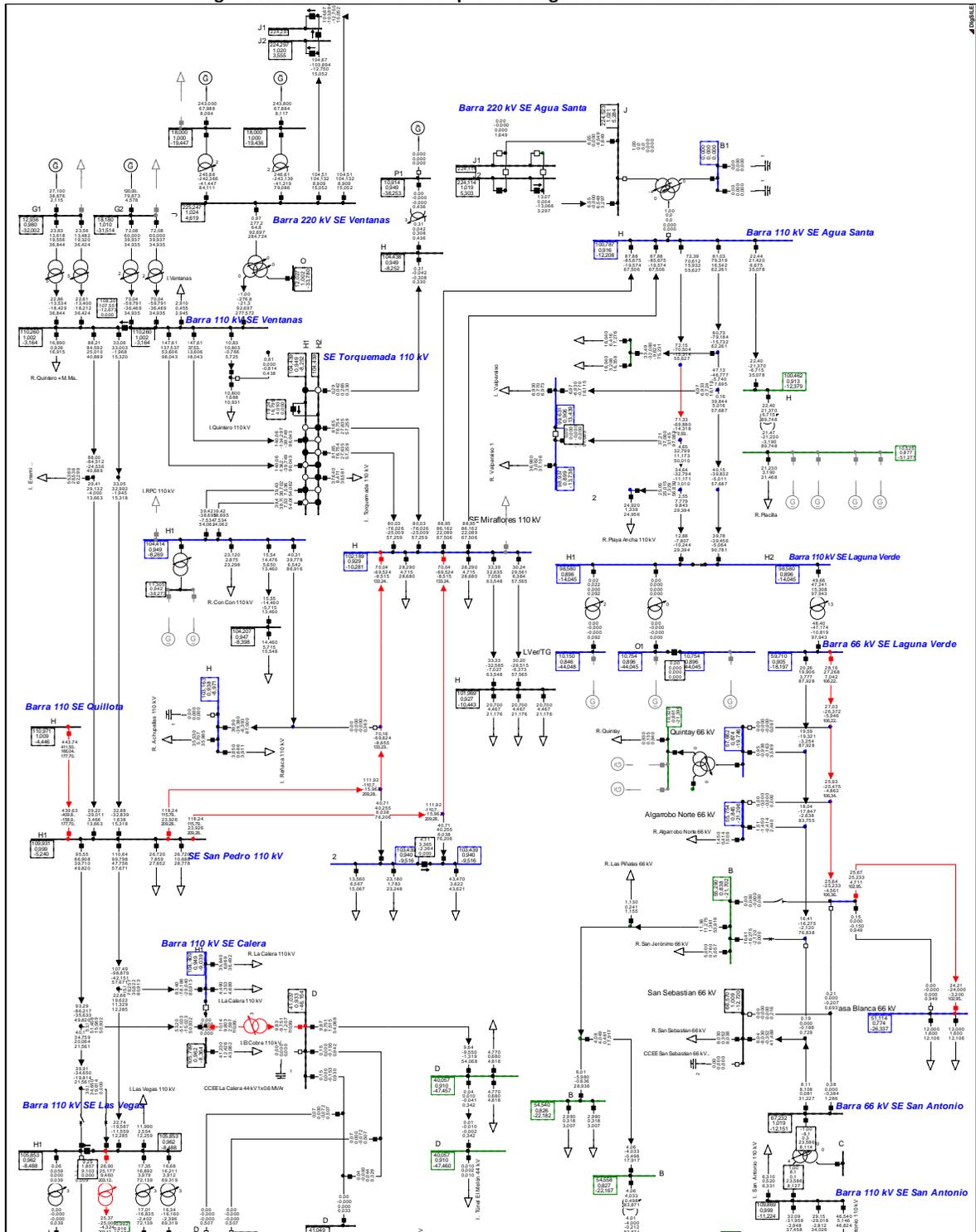
En este escenario es importante destacar que la línea Torquemada – Ventanas 110 kV, presenta una carga del 91% en los circuitos 1 y 2.

La línea San Pedro –Miraflores 110 kV, muestra una carga del 134 % en los circuitos 1 y 2. Mantener el nivel de carga de esta línea, en valores menores al 95% de su carga nominal equivale a desprender un bloque de potencia de 120 [MVA] aproximadamente para este escenario de análisis.

La línea Quillota-San Pedro 110 kV muestra una carga del 191% respecto de su valor nominal, debido a que los flujos del sistema de transmisión zonal de la quinta región, provienen principalmente de las Centrales Ventanas I y Ventanas II.

Los resultados muestran que las tensiones se encuentran dentro de los rangos normales de operación en caso de contingencia, a excepción de la barra 110 kV de SE Laguna Verde, que presenta problemas de baja tensión.

Figura 7.15: Resultados estado post contingencia salida barra 1-220 kV.



7.2.2.2.3 Contingencia en sección de la barra 2 - 220 kV

La SE Agua Santa cuenta con una configuración de doble barra, que le permite aislar la falla en la barra N°2 - 220 kV de SE Agua Santa. El aporte de energía desde SE San Luis se mantiene a través de la barra N°1 -220 kV de la SE Agua Santa, por medio del circuito N°1 – San Luis – Agua Santa 220 kV, sin la existencia de pérdida de suministro. Así, los resultados ante la contingencia en la barra 2 – 220 kV son los siguientes:

Tabla 7.12: Flujos estado post contingencia salida barra 2-220 kV

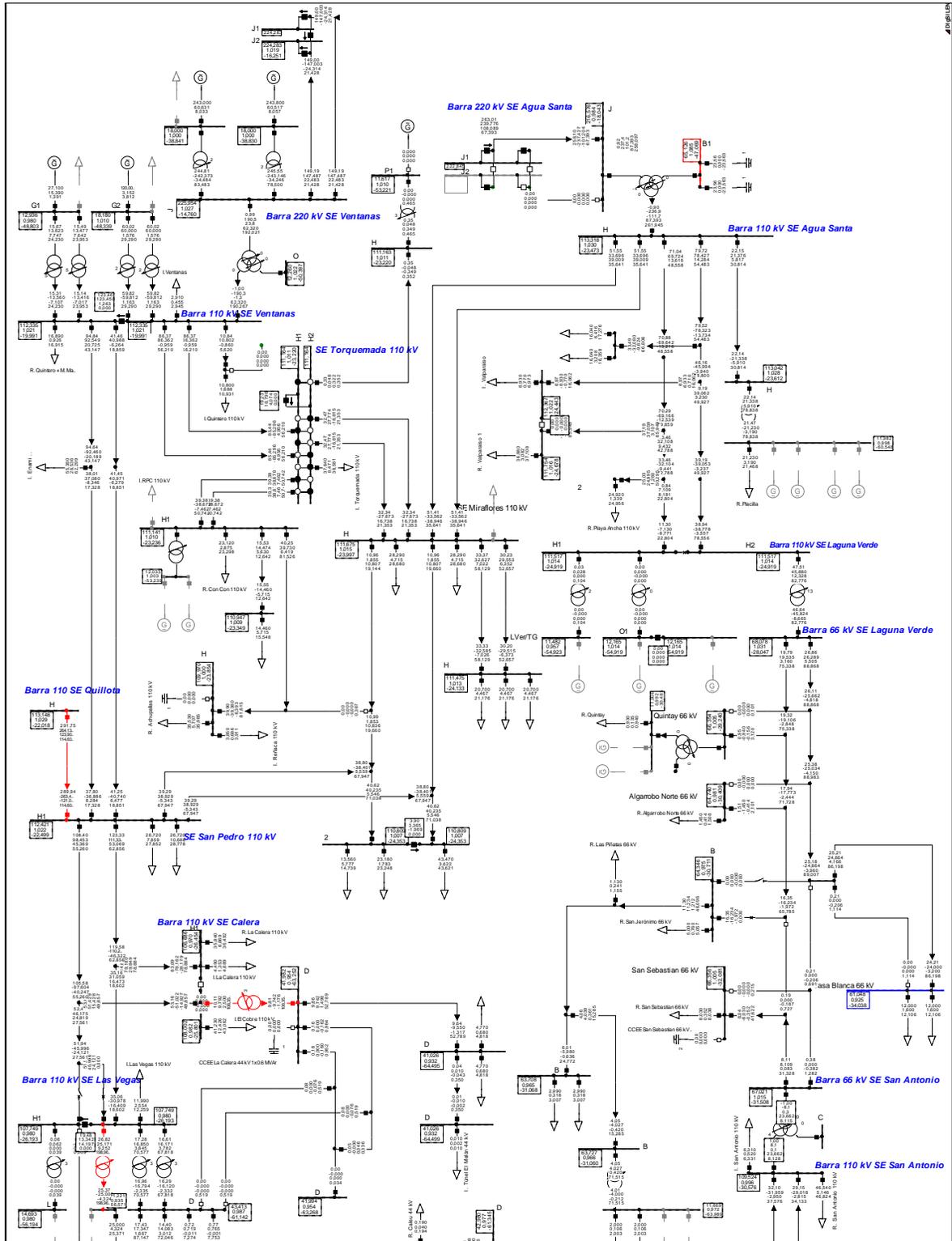
Líneas	Flujos por las líneas [MVA]	Nivel de carga (%)
San Luis - Agua Santa 220 kV C1	0,0	0%
San Luis - Agua Santa 220 kV C2	259,0	67%
Agua Santa – Laguna Verde 110 kVC1	79,4	56%
Agua Santa – Laguna Verde 110 kVC1	71,1	50%
Agua Santa – Miraflores 110 kV C1	52,0	37%
Agua Santa – Miraflores 110 kV C2	52,0	37%
Agua Santa – Placilla 110 kV	22,4	26%
San Pedro - Miraflores 110 kV C1	39,4	45%
San Pedro - Miraflores 110 kV C2	39,4	45%
Torquemada - Ventanas 110 kV C1	86,6	53%
Torquemada - Ventanas 110 kV C2	86,6	53%
Quillota - San Pedro 110 kV	290,0	127%

Tabla 7.13: Tensiones estado post contingencia salida barra 2-220 kV

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Agua Santa 220 kV	222.8	1.013
Agua Santa 110 kV	113.0	1.030
Miraflores 110 kV	111.0	1.015
Laguna Verde 110 kV	111.0	1.014

Los resultados muestran que las tensiones en la SE Agua Santa y las líneas suministradas por ésta, se encuentran dentro de los rangos normales de operación. No se aprecian tramos de líneas sobrecargados, con excepción de la línea 110 kV Quillota – San Pedro, que alcanza una carga de 127 %.

Figura 7.16: Resultados estado post contingencia salida barra 2-220 kV.



7.2.2.2.4 Contingencia en sección de barra 1 - 110 kV

Se analiza la salida de la barra 110 kV de SE Agua Santa, debido a su configuración de barra simple, se espera que la falla se propague a todas las SSEE alimentadas desde esta barra.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.14: Flujos estado post contingencia salida barra 1-110 kV

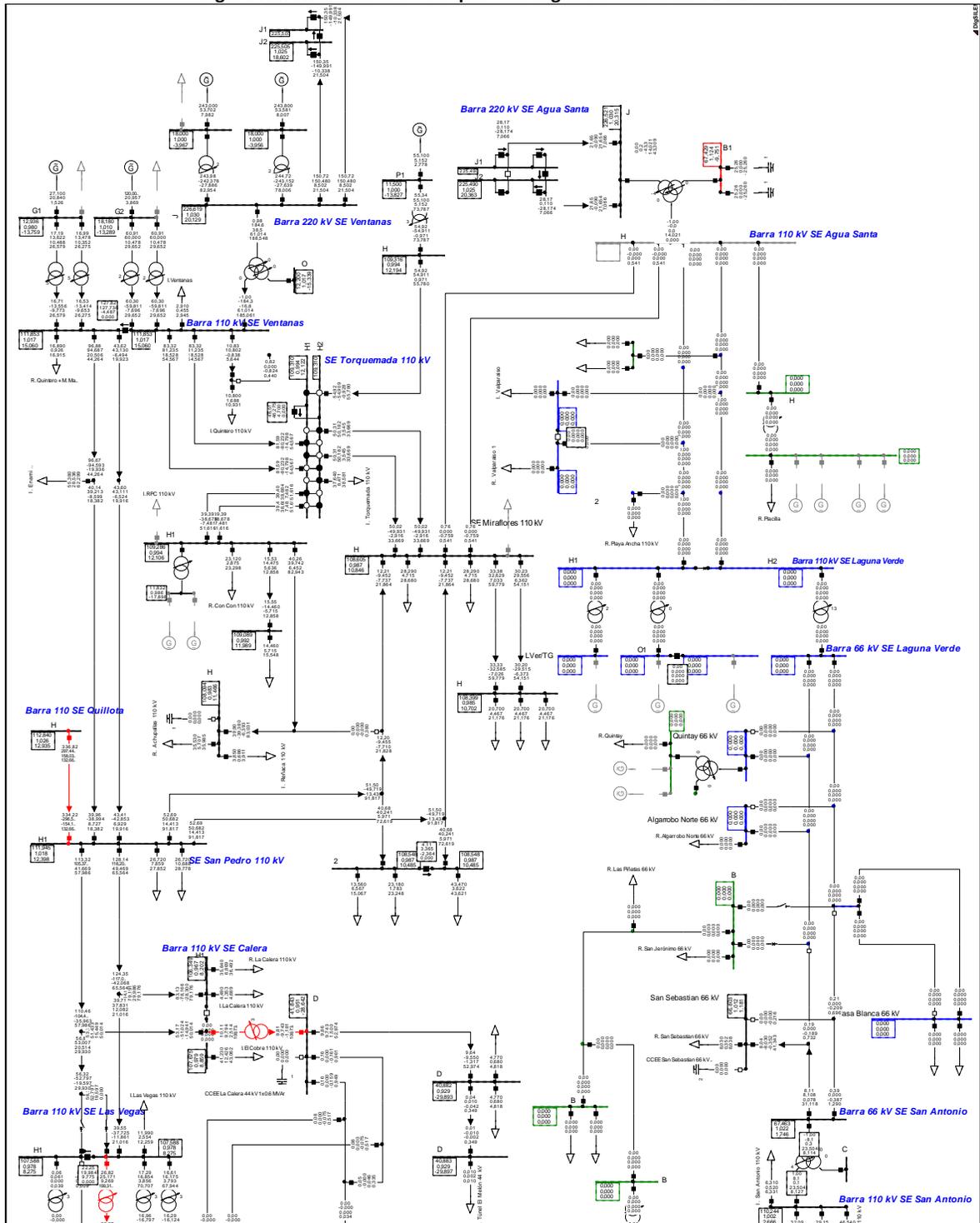
Líneas	Flujos por las líneas[MVA]	Nivel de carga (%)
San Luis - Agua Santa 220 kV C1	0,0	0%
San Luis - Agua Santa 220 kV C2	0,0	0%
Agua Santa – Laguna Verde 110 kV C1	0,0	0%
Agua Santa – Laguna Verde 110 kV C2	0,0	0%
Agua Santa – Miraflores 110 kV C1	0,0	0%
Agua Santa – Miraflores 110 kV C2	0,0	0%
Agua Santa – Placilla 110 kV	0,0	0%
San Pedro - Miraflores 110 kV C1	53,0	61%
San Pedro - Miraflores 110 kV C2	53,0	61%
Torquemada - Ventanas 110 kV C1	101,1	62%
Torquemada - Ventanas 110 kV C2	101,1	62%
Quillota - San Pedro 110 kV	334,0	146%

Tabla 7.15: Tensiones estado post contingencia salida barra 1-110 kV

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Agua Santa 220 kV	-	-
Agua Santa 110 kV	-	-
Miraflores 110 kV	108.0	0.987
Laguna Verde 110 kV	-	-

Los resultados muestran que la propagación de la falla en la barra 110 kV, deja sin suministro a un bloque de potencia equivalente a 150 [MVA], comprendido por las SSEE Placilla, Placeres Valparaíso, Playa Ancha y parte del sistema de 66 kV de San Antonio.

Figura 7.17: Resultados estado post contingencia salida barra 1-220 kV.



7.2.2.2.5 Falla en Transformador 220/110 kV Agua Santa

Debido a la configuración de la SE Agua Santa, la falla en el transformador 220/110 kV es análoga a la falla en la barra N°1 - 220 kV. Por ende, los resultados son equivalentes a los mostrados anteriormente, en el caso contingencia en sección de la barra 1 - 220 kV.

7.2.2.3 Resumen de las principales conclusiones del estudio

Para el caso de severidad 9 en la barra N°1 de 220 kV de SE Agua Santa, se observa la propagación de la falla con resultado de sobrecarga de las líneas San Pedro – Miraflores 110 kV; Quillota – San Pedro 110 kV y compromiso en la capacidad de la línea Ventana – Torquemada 110 kV.

El análisis de severidad 9 para la barra N°2 no presenta problemas de sobrecarga en las líneas. Sólo se observa que el autotransformador de la SE Agua Santa, presenta un 96 % de carga a enero 2023 en condición de pre contingencia. Así también la Línea Quillota – San Pedro 110 kV, muestra un 123% de carga en condición de operación normal a enero del 2023, siendo necesario la revisión de su proyección de demanda, para confirmar normalización de esta línea.

Los resultados muestran que ante contingencias de severidad 9 en las barras de 220 kV de la SE Agua Santa, los perfiles de tensión en las barras y líneas asociadas se mantienen dentro de lo establecido en la NTSyCS.

Para el análisis de severidad 9 en la barra 110 kV, existe propagación de la falla con resultado de pérdida de suministro equivalente a un bloque de potencia de 150 [MVA], distribuido entre las SSE: Placilla, Placeres Valparaíso, Playa Ancha y parte del sistema 66 kV en San Antonio.

El análisis de severidad 8, presenta resultados equivalentes al análisis de severidad 9 en barra N°1 – 220 kV de SE Agua Santa, con sobrecargas en la línea 110 kV San Pedro – Miraflores. Además, en el análisis de severidad 8 se aprecia que la barra 110 kV de Laguna Verde, no cumple con las tensiones exigidas en la NTSyCS, lo cual debe ser validado con futuros estudios del comportamiento de reactivos en la zona.

Como recomendaciones para el patio de 220 kV, se contempla un cambio en la topología, que permita a las barras principales existentes operar de manera independiente. En este sentido, se recomienda desarrollar una configuración de doble barra con doble interruptor, utilizando los equipos primarios existentes en la subestación.

Para el patio de 110 kV, en el corto plazo se recomienda un cambio en la topología de la barra existente, construyendo una segunda barra en 110 kV e implementar una configuración de doble interruptor para el circuito de Agua Santa – Placilla.

Para el caso de la severidad 8, dada la configuración enlazada del sistema de líneas 110 kV de la Quinta Región, se propone la incorporación de una nueva unidad de transformación de 300 MVA, que permita mejorar las condiciones de seguridad en el abastecimiento de la zona.

7.2.3 SUBESTACIÓN ALTO MELIPILLA

7.2.3.1 Descripción de la configuración actual de la subestación

Esta subestación está conectada mediante un tap-off de doble circuito de 1 kilómetro de longitud al tramo Lo Aguirre-Rapel 2x220 kV. La configuración es de barra simple en tensiones 220kV-110 kV y posee los dos paños de línea hacia el Tap-off (J1 y J2).

El transformador 220/110 kV - 150 MVA, está compuesto por tres unidades monofásicas y una reserva fría, cuenta con etapa ventilación forzada más CTBC y no posee interruptor en lado 220 kV. Esta última configuración se encuentra fuera de normativa. No obstante, las nuevas obras fijadas en el Decreto Supremo N°82/2012 consideran la construcción de la Nueva SE Seccionadora GIS Alto Melipilla 220 kV Troncal (propiedad de Eletrans II), por lo que se espera que la actual SE Alto Melipilla (propiedad de Chilquinta) deberá estar acorde a las condiciones constructivas y de conexión de Nueva SE GIS, tal como lo establece la NTSyCS.

Figura 7.18: Diagrama unilineal actual, lado 220 [kV] S/E Alto Melipilla.

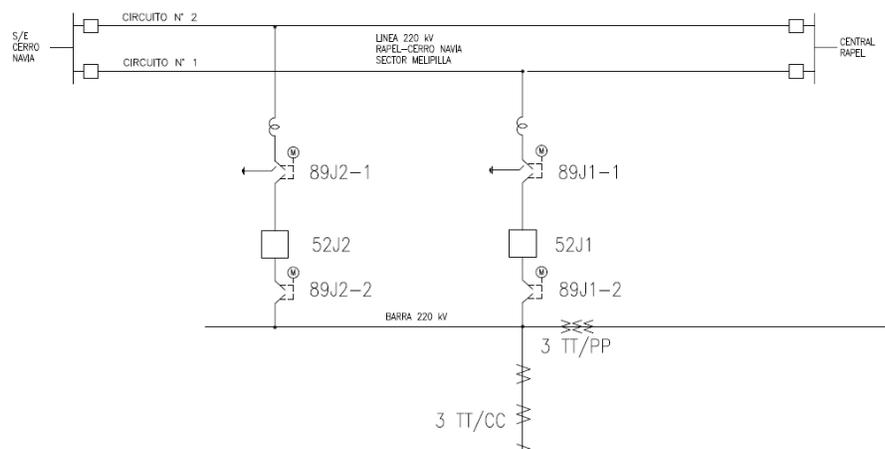
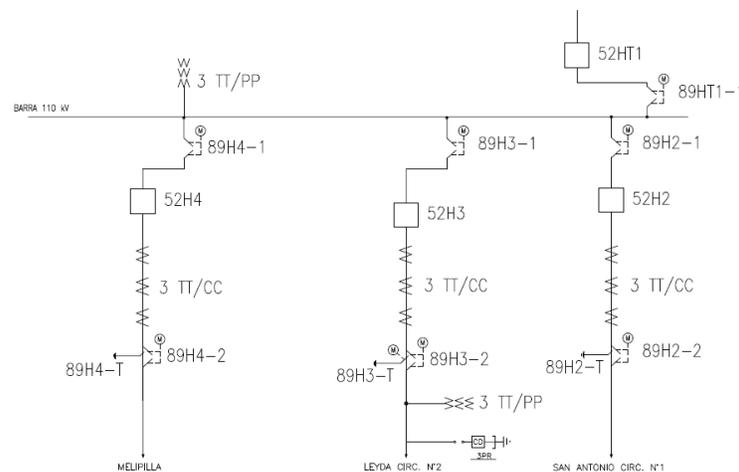


Figura 7.19: Diagrama unilineal actual, lado 110 [kV] S/E Alto Melipilla.



7.2.3.2 Análisis de condiciones operacionales

A continuación, se presentan los resultados considerando la máxima demanda de las cargas asociadas a la zona Alto Melipilla para el periodo enero 2019 a diciembre 2023, encontrándose la mayor demanda de las cargas para el mes de febrero de 2023.

7.2.3.2.1 Resultados para estado normal (condición pre-contingencia)

SE Alto Melipilla cuenta gran parte del tiempo con los aportes de generación de la central Rapel y el respaldo de energía proveniente desde SE Lo Aguirre. En estado normal provee de energía a la zona urbana de San Antonio (incluyendo los puertos de la zona y el sector agrícola de la cuenca de la desembocadura del río Maipo) sumado a un amplio sector urbano de Melipilla. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.16: Flujos escenarios pre contingencia.

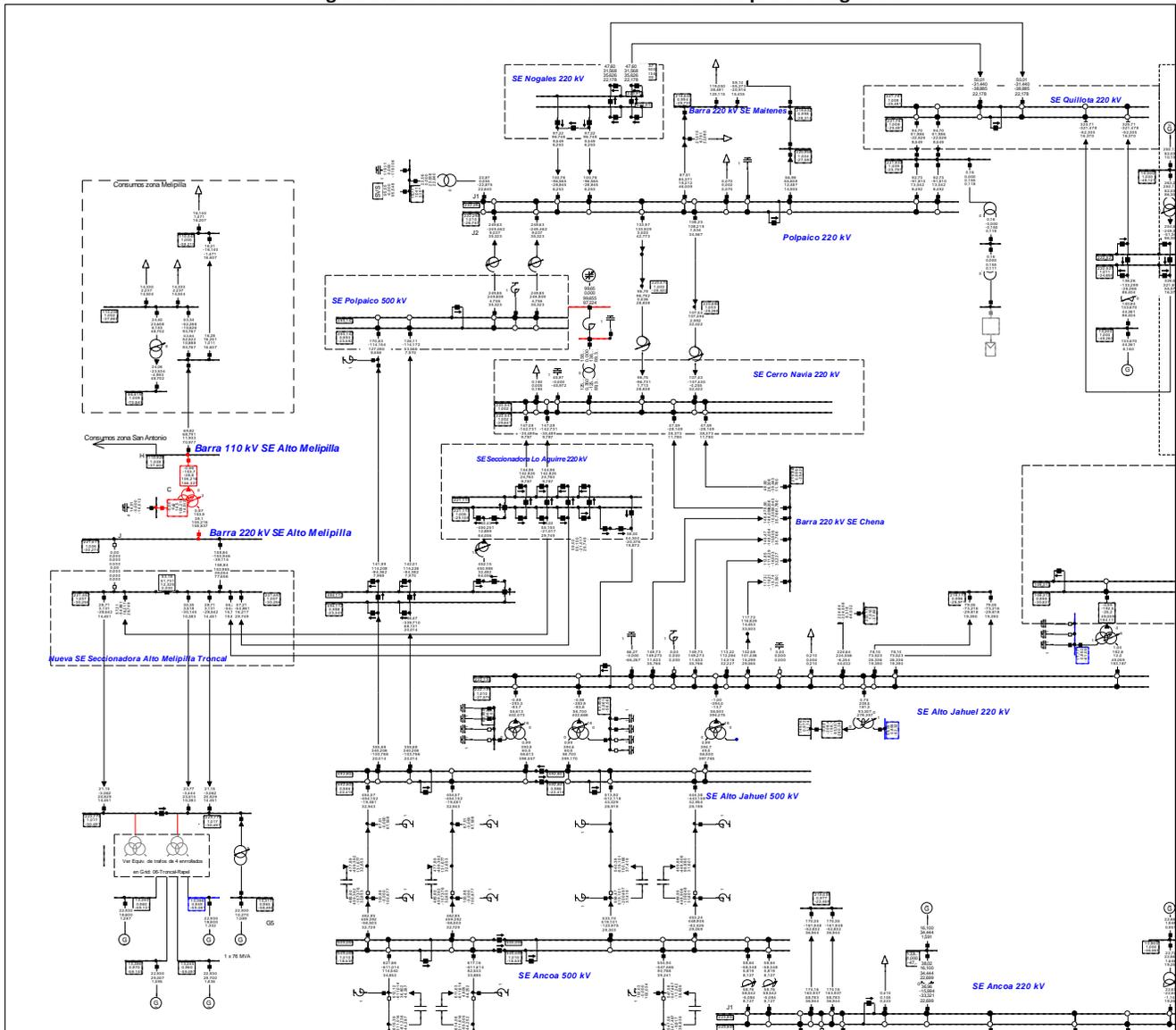
Líneas	Flujos [MVA]	Nivel de carga (%)
Arranque Alto Melipilla- Rapel 220 kV C1	0,0	0%
Arranque Alto Melipilla -Lo Aguirre 220 kV C2	164,3	76%
Alto Melipilla- San Antonio 110 kV C1	378,0	44%
Alto Melipilla - Leyda 110 kV C2	41,1	47%

Tabla 7.17: Tensiones escenarios pre contingencia.

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Alto Melipilla 220 kV	221,7	1,008
Alto Melipilla 110 kV	110,0	1,000
San Antonio 110 kV	110,0	1,000

Los resultados muestran que las tensiones se encuentran dentro de los rangos normales de operación y no existen sobrecargas en las líneas asociadas, sin embargo, el transformador de Alto Melipilla opera con un 104 % de carga a la fecha febrero del 2023.

Figura 7.20: Gráfico resultados escenarios estado pre contingencia.



7.2.3.2 Contingencia en sección de barra 220 kV

La SE Alto Melipilla cuenta con una configuración de barra simple. En caso de falla en la barra, todo el suministro de las SSEE: San Antonio, Leyda, Melipilla 110 kV y Melipilla 66 kV, equivalentes a un bloque de potencia de 140 [MW], quedan sin suministro. La posibilidad de suministrar este bloque de potencia desde la SE Agua Santa se ven limitadas por la capacidad de los autotransformadores 110/66 kV - 60 MVA de Laguna Verde y 110/66 kV – 34,5 MVA de San Antonio. Así, los resultados ante la contingencia en la barra 1 – 220 kV son los siguientes:

Tabla 7.18: Flujos estado post contingencia salida barra 1-220 kV

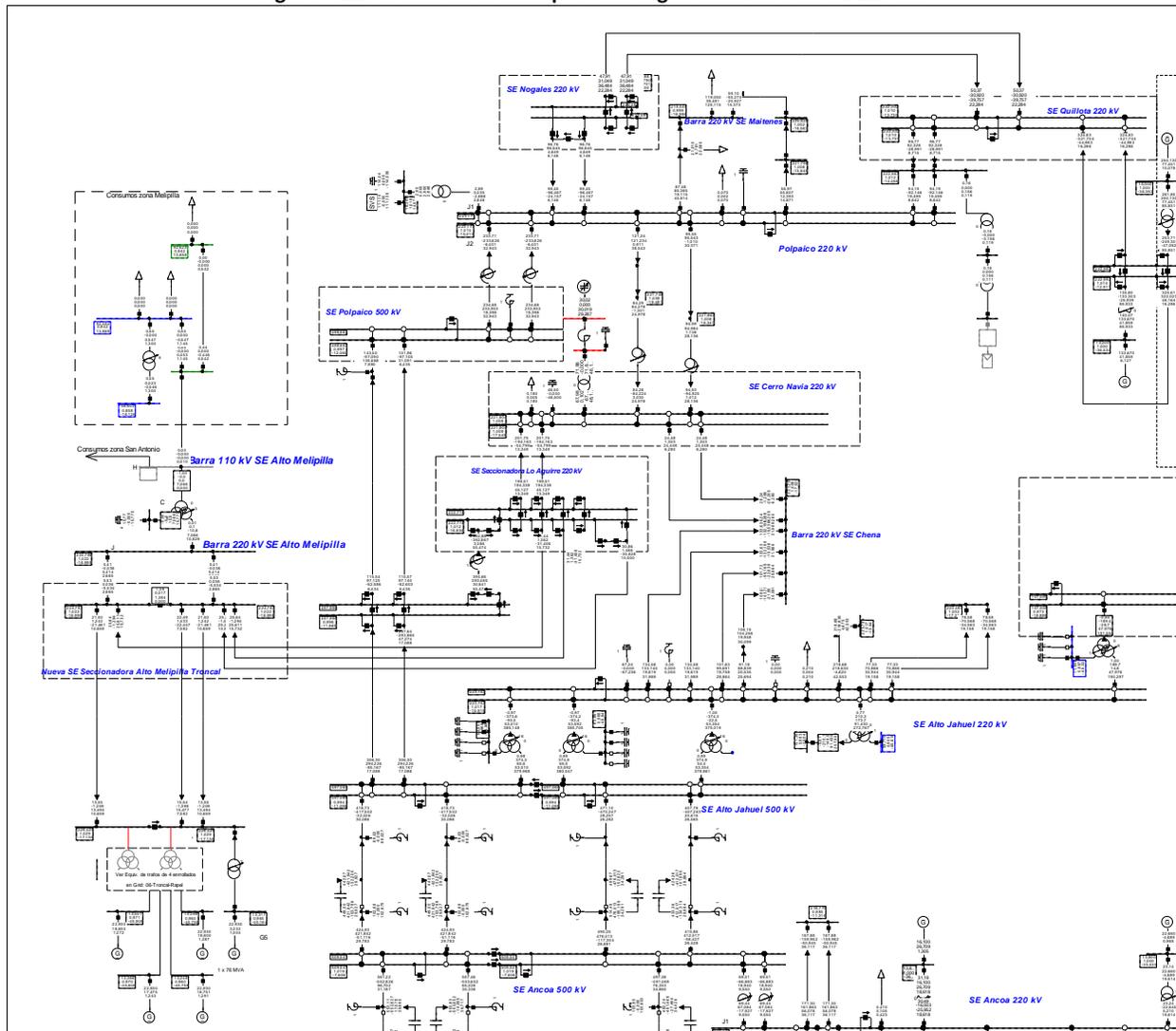
Líneas	Flujos [MVA]	Nivel de carga (%)
Arranque Alto Melipilla- Rapel 220 kV C1	0	0%
Arranque Alto Melipilla -Lo Aguirre 220 kV C2	0	0%
Alto Melipilla- San Antonio 110 kV C1	0	0%
Alto Melipilla - Leyda 110 kV C2	0	0%

Tabla 7.19: Tensiones estado post contingencia salida barra 1-220 kV

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Alto Melipilla 220 kV	-	-
Alto Melipilla 110 kV	-	-
San Antonio 110 kV	-	-

Los resultados muestran la pérdida total de suministro asociado a los consumos de la SE Alto Melipilla equivalentes a un bloque de 140 [MW] de potencia.

Figura 7.21: Gráfico resultados post contingencia salida barra 1-220 kV.



7.2.3.2.3 Contingencia en sección de barra 110 kV

Debido a la configuración de barra simple y al ser SE Alto Melipilla el único punto de suministro para la zona de Transmisión Zonal de San Antonio y Melipilla, la propagación de la falla ocasiona la pérdida de suministro de un bloque de 140 [MW] de potencia distribuido entre las SSEE San Antonio, Leyda, Melipilla 110 kV y Melipilla 66 kV. Los resultados son equivalentes al caso de estudio de la sección anterior.

7.2.3.2.4 Falla Transformador 220/110 kV Alto Melipilla

Al no contar con una unidad de respaldo y ser el único punto de suministro de la zona, una falla en el transformador de SE Alto Melipilla propaga la falla y ocasiona la pérdida de suministro de un bloque equivalente de 140 [MW]. Los resultados son equivalentes al caso de estudio de la contingencia en sección de barra 220 kV.

7.2.3.3 Resumen de las principales conclusiones del estudio

Se obtuvo que ante contingencias de severidad 9 en los niveles de tensión tanto 220 kV como en 110 kV, la SE Alto Melipilla se encuentra sin opción de aislar la falla y evitar la pérdida del bloque de potencia de 140 [MVA] distribuido entre las SSEE San Antonio, Leyda, Melipilla 110 kV y Melipilla 66 kV.

Para los análisis de severidad 8, debido a la existencia de un único transformador en ésta SE, se confirma la propagación de la falla y pérdida de suministro del bloque de 140 [MVA] de potencia.

Debido a la pérdida de suministro de un bloque importante de potencia, se propone un cambio topológico de las barras en 220 kV y 110 kV.

Para el caso de la transformación, se recomienda la instalación de segunda unidad de transformación 220/115/13,2 kV de 150 [MVA], utilizando la misma unidad de reserva de la unidad actual.

7.2.4 SUBESTACIÓN CONCEPCIÓN

7.2.4.1 Descripción de la configuración actual de la subestación

En el lado de 220 kV esta subestación posee un transformador 220/154 kV – 261 MVA en etapa ventilación forzada, compuesto por tres unidades monofásicas y una unidad de reserva, conectado a través de un interruptor (J1) y un desconectador (JL-1) al circuito Charrúa – Concepción 220 kV.

En el lado de 154 kV posee una barra simple de tres secciones, con una barra de transferencia.

De la sección N°1 de la barra 154 kV, se alimenta el transformador N° 1 - 154 kV/66 kV – 30 MVA (AT1) en etapa ventilación forzada.

En la sección N°2 de la barra 154 kV, se conectan el circuito Charrúa-Concepción 154 kV (A4) y el circuito Concepción – San Vicente C1 - 154 kV (A3), más el transformador N°2 – 154/66 kV – 56 MVA (AT2) en etapa ventilación forzada.

A la sección N°3 de la barra 154 kV, se conectan el transformador N°3 – 154/66 kV – 56 MVA (AT3) en etapa ventilación forzada y los circuitos: Concepción - Alonso de Ribera 154 kV (A7) y Concepción – San Vicente 154 kV C2 (A6). Los transformadores N° 2 y 3 – 154/66 kV dan suministro a las zonas del gran Concepción centro, San Pedro y una parte de Coronel. Adicionalmente se observa que las secciones 1 y 2 de la barra 154 kV, están acopladas solo mediante un equipo desconectador (AS1-2).

Figura 7.22: Diagrama unilineal actual, lado 220 [kV] S/E Concepción

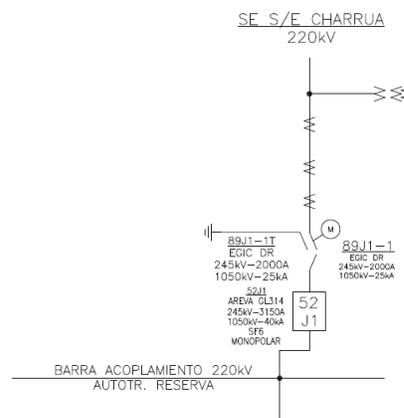
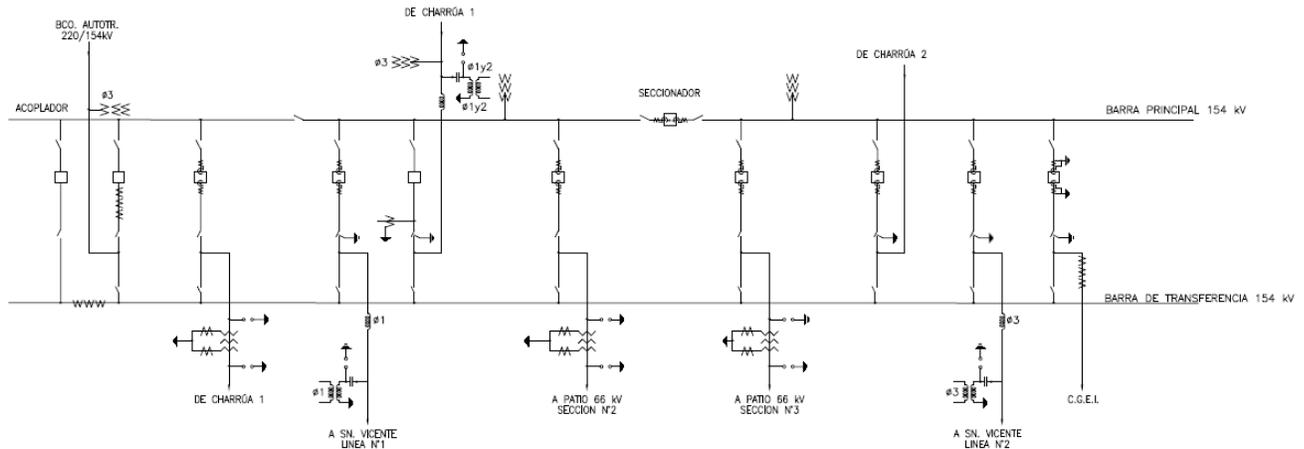


Figura 7.23: Diagrama unilineal actual, lado 154 [kV] S/E Concepción



7.2.4.2 Análisis de Condiciones Operacionales.

A continuación, se presentan los resultados considerando las máximas transferencias del Sistema Troncal desde enero del 2019 a diciembre del 2023. Se identifica la condición de máxima exigencia para la instalación en análisis, correspondiente al período de septiembre 2023, condición demanda alta día, máximo flujo a través de la línea 220 kV Charrúa-Concepción.

7.2.4.2.1 Resultados para estado normal (condición pre-contingencia)

La SE Concepción cuenta principalmente con los aportes proveniente desde la SE Charrúa, tanto en nivel de tensión de 220 kV como en 154 kV. En estado normal provee de energía a la zona urbana del Gran Concepción, Penco, Lirquén, Tomé y algunos sectores de Coronel. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.20: Flujos estado pre contingencia

Líneas	Flujos por las líneas [MVA]	Nivel de carga (%)
Charrúa - Concepción 220 kV	163,2	63%
Charrúa - Lagunillas 220 kV	138,6	38%
Charrúa - Hualpén 220 kV	138,2	61%
Hualpén - Lagunillas 220 kV	4,7	1%
Charrúa - Concepción 154 kV	56,0	34%
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	76,9	47%
Concepción - San Vicente 154 kV C1	32,5	22%
Concepción - San Vicente 154 kV C2	32,5	22%
San Vicente - Hualpén 154 kV C1	58,2	27%
San Vicente - Hualpén 154 kV C2	88,5	41%
San Vicente - Talcahuano 154 kV	66,5	58%
Hualpén - Lagunillas 154 kV	8,7	4%
Concepción - Penco 66kV	15,5	38%
Concepción - San Pedro 66 kV C1	3,9	11%
Concepción - San Pedro 66 kV C2	25,6	72%
Alonso de Ribera - Penco 66 kV	16,9	32%
Alonso de Ribera - Perales 66kV	0,0	0%
Talcahuano - Perales 66kV	28,9	71%
San Pedro - Coronel 66 kV C1	9,7	27%
San Pedro - Coronel 66 kV C2	21,8	62%

Tabla 7.21: Tensiones escenarios pre contingencia.

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Charrúa 220 kV	225.3	1.024
Hualpén 220 kV	220.0	1.000
Concepción 154 kV	156.0	1.013
San Vicente 154 kV	155.6	1.011
Hualpén 154 kV	155.8	1.012

Los resultados muestran que no existen tramos de líneas con niveles de carga por sobre el 80% de su capacidad nominal. Las tensiones están dentro de los rangos establecidos en la NTSyCS.

Tampoco se observan transformadores con cargas sobre el 80% de su capacidad nominal. Sin embargo, se debe prestar atención y monitorear la evolución de la demanda del transformador Regulador Curanilahue 66/66 kV 20/25/30 MVA que muestra una carga del 80% y del transformador TR3 Coronel 154/69kV-60 MVA, el cual tiene un 75% de carga a septiembre del 2023.

7.2.4.2.2 Contingencia en sección N°1 de barra 154 kV

Se analiza la salida de la sección N°1 de la barra 154 kV de SE Concepción, debido a su configuración de barra simple, se espera que la falla se propague a ciertas instalaciones tomadas desde esta barra.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.22: Flujos estado post contingencia salida sección N° 1 barra 154 kV SE Concepción

Línea	Flujos por las líneas [MVA]	Nivel de carga (%)
Charrúa - Concepción 220 kV	12,6	5%
Charrúa - Lagunillas 220 kV	269,9	74%
Charrúa - Hualpén 220 kV	266,7	118%
Hualpén - Lagunillas 220 kV	21,7	6%
Charrúa - Concepción 154 kV	4,8	0%
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	97,6	60%
Concepción - San Vicente 154 kV C1	0,6	0%
Concepción - San Vicente 154 kV C2	136,7	92%
San Vicente - Hualpén 154 kV C1	155,0	72%
San Vicente - Hualpén 154 kV C2	186,7	87%
San Vicente - Talcahuano 154 kV	67,9	59%
Hualpén - Lagunillas 154 kV	92,6	43%
Concepción - Penco 66kV	0,0	0%
Concepción - San Pedro 66 kV C1	13,5	38%
Concepción - San Pedro 66 kV C2	14,5	41%
Alonso de Ribera - Penco 66 kV	33,2	64%
Alonso de Ribera - Perales 66kV	0,1	0%
Talcahuano - Perales 66kV	28,9	71%
San Pedro - Coronel 66 kV C1	22,3	63%
San Pedro - Coronel 66 kV C2	34,6	98%

Tabla 7.23: Tensiones escenarios post contingencia salida sección N°1 barra 154 kV SE Concepción

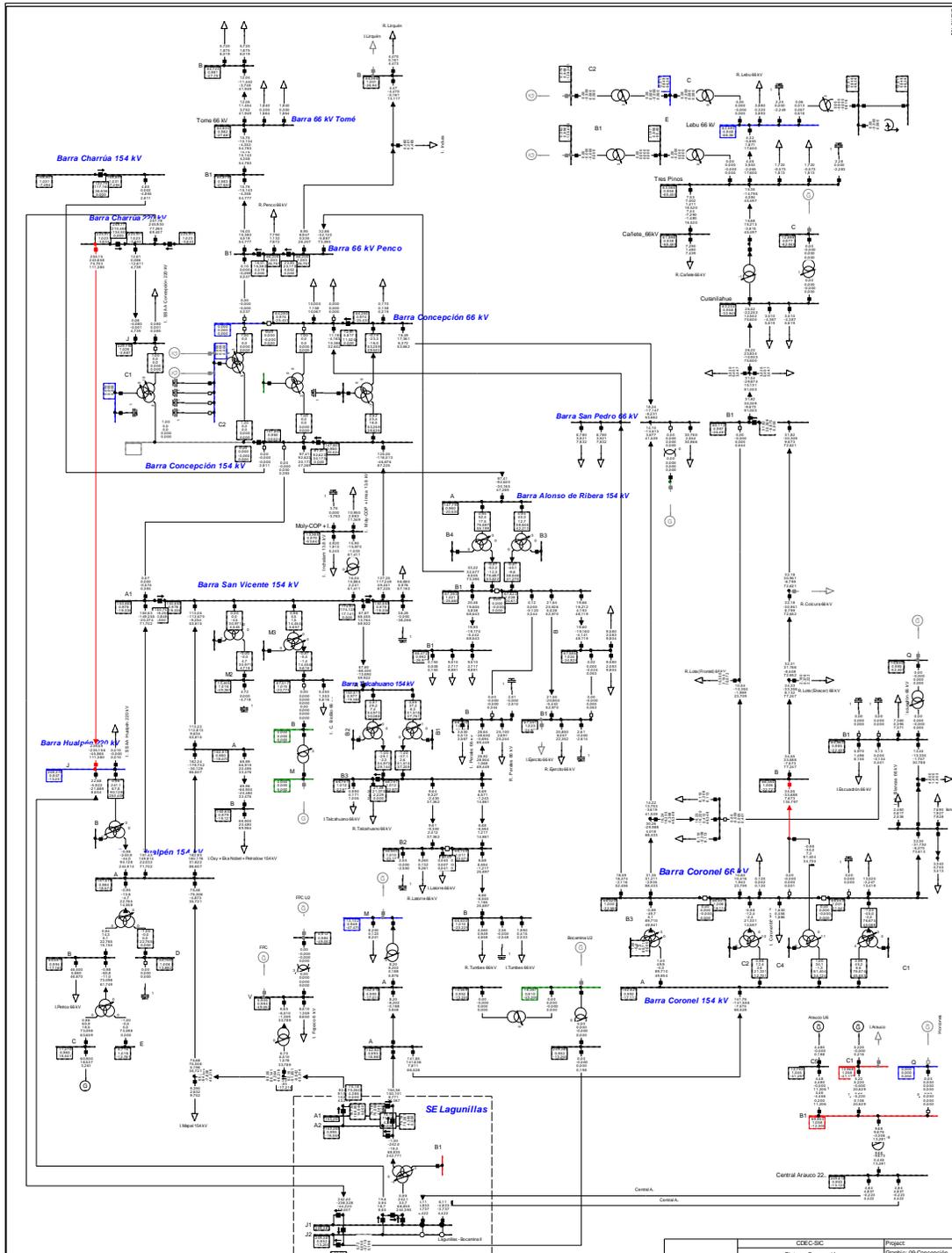
Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Charrúa 220 kV	224.9	1.023
Hualpén 220 kV	208.3	0.947
Concepción 154 kV	147.8	0.960
San Vicente 154 kV	150.6	0.978
Hualpén 154 kV	151.5	0.984

Ante la falla de la sección N° 1 de la barra 154 kV en SE Concepción, se pierde la alimentación de los transformadores TR01 y TR02 - 154/66 kV. Adicionalmente se pierden los aportes realizados por las líneas: 220 kV Charrúa-Concepción, 154 kV Charrúa-Concepción y circuito 1-154 kV San Vicente –Concepción. La pérdida de los puntos de suministros, producto de la falla en la sección N°1 de la barra de 154 kV, ocasiona la pérdida de un bloque de 16 [MVA] (SSEE Tome y Mahns), los cuales se pueden recuperar mediante el cierre del interruptor en la barra 66 kV de SE Penco.

Del mismo modo, debido a la pérdida de los aportes de las líneas: 220 kV Charrúa-Concepción y Línea 154 kV Charrúa – Concepción, la línea Charrúa - Hualpén 220 kV sufre un aumento en su carga sobrepasando en un 17% su capacidad nominal (capacidad considerando el respaldo a SSEE Tome y Mahns). La línea 66 kV San Pedro – Coronel alcanza el 98% de carga producto del evento.

La baja de voltaje en el sistema Concepción producto de este evento, es compensado con los CTBC de transformador en SE Hualpén (posición -3 de máx. -4) y CTCB de transformador N°3 154/66 kV Concepción (posición -2 de máx. -2).

Figura 7.25: Gráfico resultados escenarios estado post contingencia. Salida sección N°1 barra 154 kV Concepción



7.2.4.2.3 Contingencia en sección N°2 de barra 154 kV

Debido a la configuración de barra 154 kV de la SE Concepción, la falla en la sección N°2 tiene un comportamiento equivalente a la contingencia en la sección de barra N°1 – 154 kV.

7.2.4.2.4 Contingencia en sección N°3 de barra 154 kV

Se analiza la salida de la sección N°3 de barra 154 kV de SE Concepción, debido a su configuración de barra simple, se espera que la falla se propague a ciertas instalaciones tomadas desde esta barra.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.24: Flujos estado post contingencia salida sección N° 3 barra 154 kV SE Concepción.

Líneas	Flujos por las líneas [MVA]	Nivel de carga (%)
Charrúa - Concepción 220 kV	140,0	54%
Charrúa - Lagunillas 220 kV	130,7	36%
Charrúa - Hualpén 220 kV	129,7	57%
Hualpén - Lagunillas 220 kV	37,9	11%
Charrúa - Concepción 154 kV	40,8	24%
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	-	0%
Concepción - San Vicente 154 kV C1	100,9	68%
Concepción - San Vicente 154 kV C2	-	0%
San Vicente - Hualpén 154 kV C1	47,3	22%
San Vicente - Hualpén 154 kV C2	74,3	35%
San Vicente - Talcahuano 154 kV	68,4	59%
Hualpén - Lagunillas 154 kV	29,0	14%
Concepción - Penco 66kV	16,0	39%
Concepción - San Pedro 66 kV C1	7,2	21%
Concepción - San Pedro 66 kV C2	19,8	56%
Alonso de Ribera - Penco 66 kV	-	0%
Alonso de Ribera - Perales 66kV	-	0%
Talcahuano - Perales 66kV	29,1	71%
San Pedro - Coronel 66 kV C1	15,6	44%
San Pedro - Coronel 66 kV C2	27,8	79%

Tabla 7.25: Tensiones escenarios post contingencia salida sección N°3 barra 154 kV SE Concepción

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Charrúa 220 kV	226,5	1,030
Hualpén 220 kV	225,7	1,026
Concepción 154 kV	155,0	1,001
San Vicente 154 kV	152,9	0,993
Hualpén 154 kV	152,8	0,992

Ante la falla de la sección N° 3 de la barra 154 kV en SE Concepción, se pierde la alimentación del transformador TR03 - 154/66 kV en SE Concepción. Adicionalmente se pierden los aportes realizados por el circuito N°2 - 154 kV San Vicente –Concepción y la alimentación hacia S/E Alonso de Ribera 154/66 kV. Lo anterior, ocasiona la pérdida de un bloque de 76 [MVA] (distribuidas entre SSEE Penco, Lirquén, Colo-Colo, Ejército y Chiguayante). Los puntos de apoyo a SE Alonso de Ribera son las líneas: 66 kV Concepción-Penco y 66 kV Talcahuano-Perales, las cuales no cuentan con la suficiencia de respaldar todo el bloque de potencia de ésta SE. Además, se suma las limitaciones en la capacidad

del transformador TR01 154/66 kV Concepción (30 MVA) y los transformadores TR01 154/66 kV (56 MVA) y TR02 154/66 kV (75 MVA) de S/E Talcahuano. Como la falla genera el desprendimiento de carga, no se aprecian otras líneas en el sistema de Concepción con sobrecarga.

Las tensiones se encuentran dentro de los rangos normales de operación en caso de contingencia.

7.2.4.2.5 Contingencia en Transformador 220/154 kV

Se analiza la salida del transformador 220/154 kV de SE Concepción. Al ser la única unidad de transformación con estos niveles de tensión, se espera que la falla se propague al resto de las instalaciones. Así, los resultados ante la contingencia son los siguientes:

Tabla 7.26: Flujos estado post contingencia salida transformador 220/154 kV SE Concepción

Línea	Flujos por las líneas [MVA]	Nivel de carga (%)
Charrúa - Lagunillas 220 kV	194,6	53%
Hualpén - Lagunillas 220 kV	32,4	9%
Charrúa - Concepción 220 kV	12,6	5%
Charrúa - Hualpén 220 kV	196,8	87%
Charrúa - Concepción 154 kV	114,5	68%
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	81,1	50%
Concepción - San Vicente 154 kV C1	20,0	13%
Concepción - San Vicente 154 kV C2	20,0	13%
San Vicente - Hualpén 154 kV C1	110,4	52%
San Vicente - Hualpén 154 kV C2	141,4	66%
San Vicente - Talcahuano 154 kV	68,5	59%
Hualpén - Lagunillas 154 kV	55,3	26%
Concepción - Penco 66kV	16,2	40%
Concepción - San Pedro 66 kV C1	7,1	20%
Concepción - San Pedro 66 kV C2	22,7	64%
Alonso de Ribera - Penco 66 kV	16,9	32%
Alonso de Ribera - Perales 66kV	0,1	0%
Talcahuano - Perales 66kV	29,2	71%
San Pedro - Coronel 66 kV C1	12,8	36%
San Pedro - Coronel 66 kV C2	8,7	25%

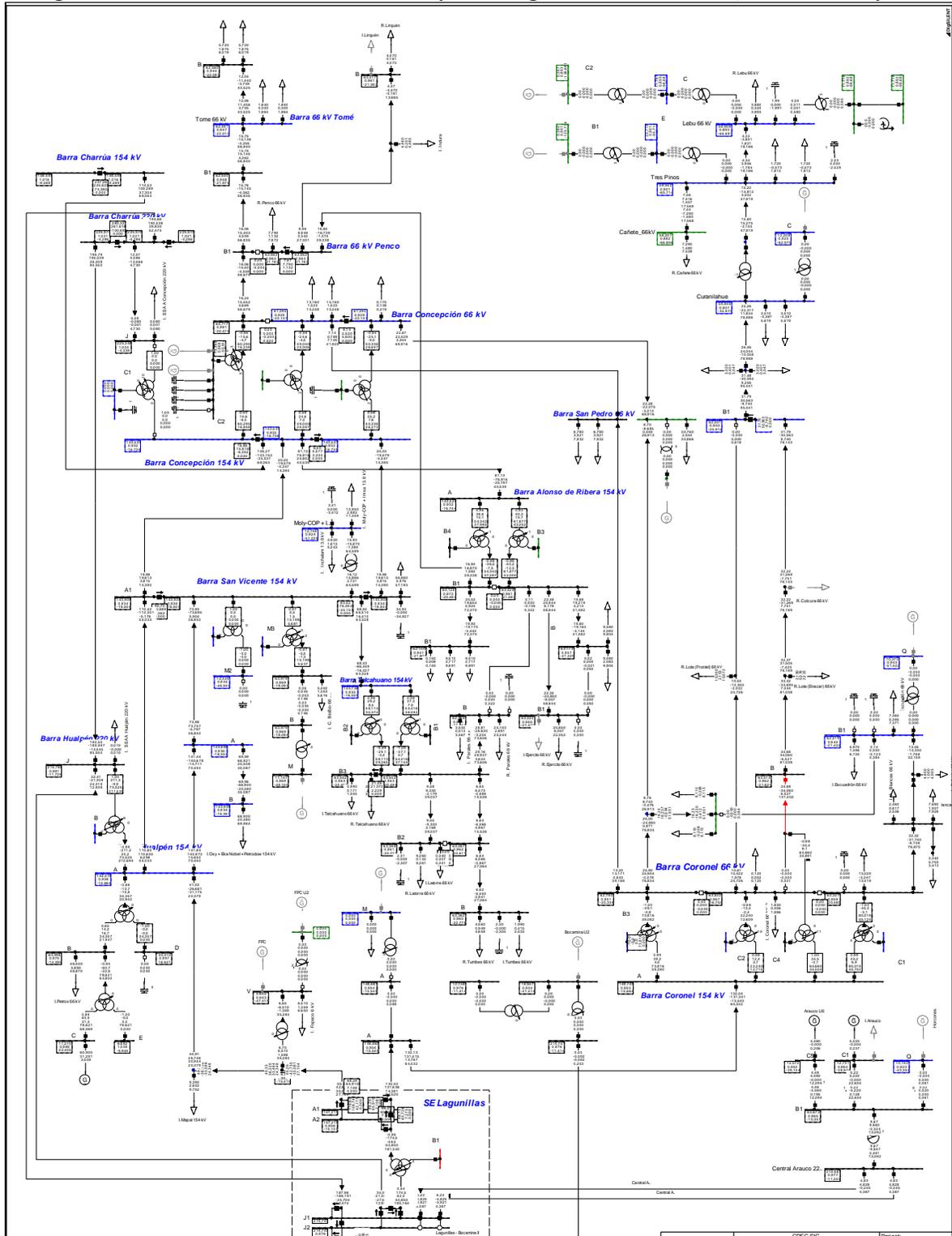
Tabla 7.27: Tensiones escenarios post contingencia salida transformador 220/154 kV SE Concepción

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Charrúa 220 kV	224.5	1.021
Hualpén 220 kV	215.7	0.981
Concepción 154 kV	143.5	0.935
San Vicente 154 kV	143.9	0.934
Hualpén 154 kV	144.4	0.938

Los resultados muestran que para este caso de análisis no existe propagación de la falla ni pérdida de suministro. No se observan condiciones de sobrecarga en las líneas del sistema de Concepción, pero si un aumento en la carga de la línea Charrúa – Hualpén, que alcanza el 87% de su capacidad.

Se aprecia una baja en los voltajes de las principales barras del sistema, los cuales, sin embargo, se encuentran dentro de los límites establecidos en la NTSyCS.

Figura 7.27: Gráfico resultados escenarios estado post contingencia transformador 220/154 kV SE Concepción



7.2.4.2.6 Contingencia en Transformador TR1 154/66 kV

Se analiza la salida del transformador TR1 154/66 kV de SE Concepción, recordar que en la barra de 154 kV de ésta SE, quedan conectadas las unidades TR2 y TR3. Así, los resultados ante la contingencia son los siguientes:

Tabla 7.28: Estado post contingencia salida transformador TR1-154/66 kV SE Concepción

Líneas	Flujos por las líneas [MVA]	Nivel de carga (%)
Charrúa - Lagunillas 220 kV	140,2	38%
Charrúa - Concepción 220 kV	163,3	63%
Charrúa - Hualpén 220 kV	138,9	61%
Hualpén - Lagunillas 220 kV	32,3	9%
Charrúa - Concepción 154 kV	61,6	37%
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	81,0	50%
Concepción - San Vicente 154 kV C1	34,9	23%
Concepción - San Vicente 154 kV C2	34,9	23%
Hualpén - San Vicente 154 kV C1	56,4	26%
Hualpén - San Vicente 154 kV C2	41,3	19%
Lagunillas - Hualpén 154 kV	34,5	16%
San Vicente - Talcahuano 154 kV	68,5	59%
Concepción - Penco 66kV	16,3	40%
Concepción - San Pedro 66 kV C1	7,2	20%
Concepción - San Pedro 66 kV C2	23,2	66%
Alonso de Ribera - Penco 66 kV	16,8	32%
Alonso de Ribera - Perales 66kV	0,0	0%
Talcahuano - Perales 66kV	29,1	71%
San Pedro - Coronel 66 kV C1	12,6	36%
San Pedro - Coronel 66 kV C2	25,2	71%

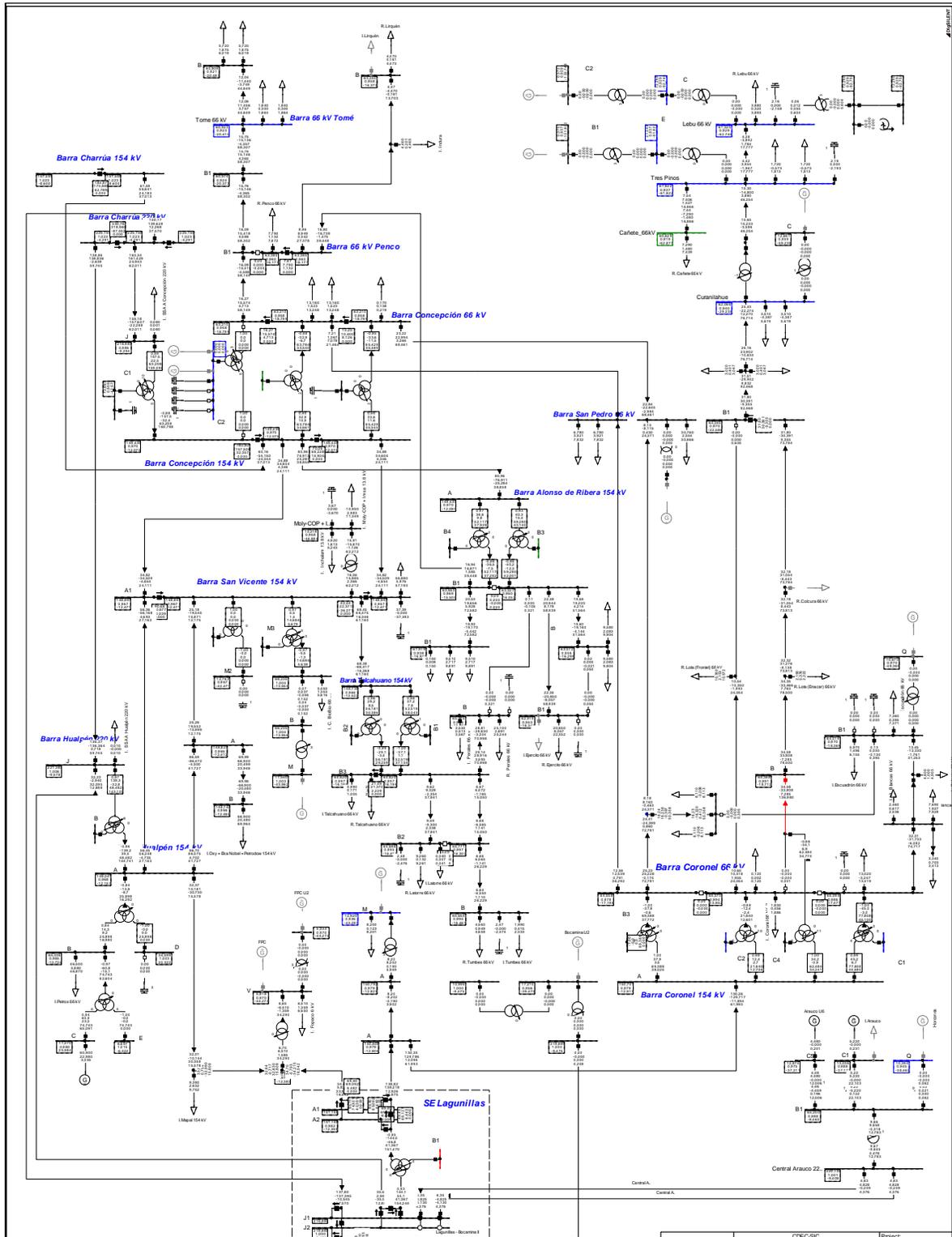
Tabla 7.29: Tensiones escenarios post contingencia salida transformador TR1-154/66 kV SE Concepción

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Charrúa 220 kV	225.1	1.023
Hualpén 220 kV	221.4	1.006
Concepción 154 kV	149.4	0.970
San Vicente 154 kV	148.9	0.967
Hualpén 154 kV	149.0	0.968

Los resultados muestran que para este caso de análisis existe propagación de la falla, equivalentes al desprendimiento de 16 [MVA] correspondientes a SSEE Tome y Mahns. Estas SSEE se pueden recuperar a través del acoplamiento la barra 66 kV de SE Concepción.

No se observan condiciones de sobrecarga en las líneas del sistema de Concepción, así como tampoco problemas de regulación de tensión, los cuales se encuentran dentro de los límites establecidos en la NTSyCS.

Figura 7.28: Gráfico resultados escenarios estado post contingencia s salida transformador TR1-154/66 kV SE Concepción



7.2.4.2.7 Contingencia en Transformador TR2 154/66 kV

Se analiza la salida del transformador TR2 154/66 kV de SE Concepción. Recordar que en la barra de 154 kV de ésta SE, quedan conectadas las unidades TR1 y TR3. Así, los resultados ante la contingencia son los siguientes:

Tabla 7.30: Estado post contingencia salida transformador TR2-154/66 kV SE Concepción

Líneas	Flujos por las líneas [MVA]	Nivel de carga (%)
Charrúa - Lagunillas 220 kV	141,1	39%
Charrúa - Concepción 220 kV	168,6	65%
Charrúa - Hualpén 220 kV	140,0	62%
Hualpén - Lagunillas 220 kV	34,8	10%
Charrúa - Concepción 154 kV	57,7	35%
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	80,9	50%
Concepción - San Vicente 154 kV C1	39,8	27%
Concepción - San Vicente 154 kV C2	39,8	27%
Hualpén - San Vicente 154 kV C1	54,5	25%
Hualpén - San Vicente 154 kV C2	83,4	39%
Lagunillas - Hualpén 154 kV	32,0	15%
San Vicente - Talcahuano 154 kV	68,5	59%
Concepción - Penco 66kV	16,1	39%
Concepción - San Pedro 66 kV C1	9,6	27%
Concepción - San Pedro 66 kV C2	19,7	57%
Alonso de Ribera - Penco 66 kV	16,8	32%
Alonso de Ribera - Perales 66kV	0,0	0%
Talcahuano - Perales 66kV	29,1	71%
San Pedro - Coronel 66 kV C1	16,8	48%
San Pedro - Coronel 66 kV C2	29,6	84%

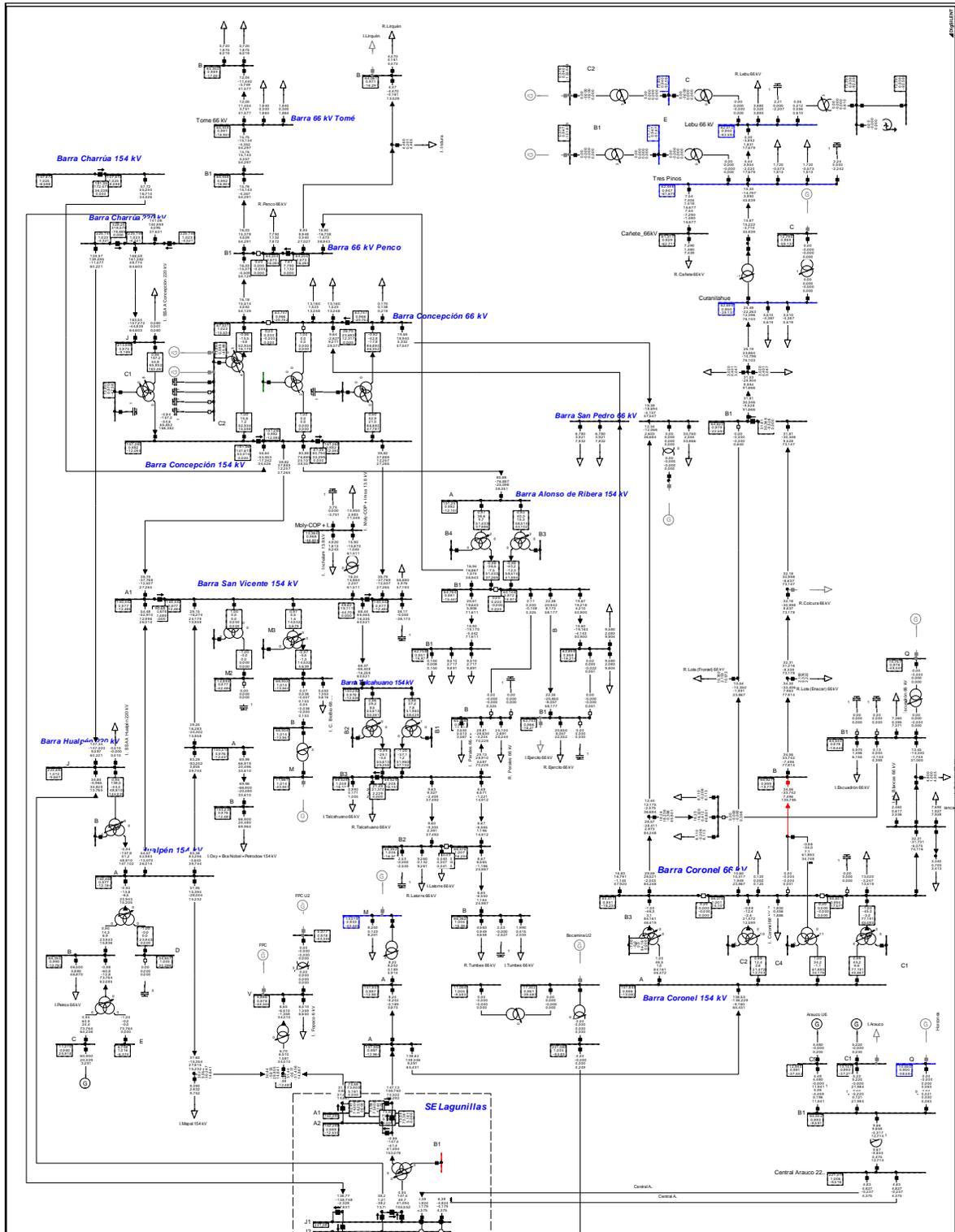
Tabla 7.31: Tensiones escenarios post contingencia salida transformador TR2-154/66 kV SE Concepción

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Charrúa 220 kV	225.1	1.023
Hualpén 220 kV	221.6	1.007
Concepción 154 kV	149.9	0.974
San Vicente 154 kV	149.2	0.969
Hualpén 154 kV	149.3	0.970

Los resultados muestran que para este caso de análisis no existe propagación de la falla, no se observan condiciones de sobrecarga en tramos de líneas del sistema de Concepción, así como tampoco problemas de capacidad en los transformadores de poder de esta zona (a excepción zona Curanilahue).

No se aprecian problemas de regulación de tensión, los cuales se encuentran dentro de los límites establecidos en la NTSyCS.

Figura 7.29: Gráfico resultados escenarios estado post contingencia salida transformador TR2-154/66 kV SE Concepción



7.2.4.2.8 Contingencia en Transformador TR3 154/66 kV

Debido a la configuración de la barra 154 kV de SE Concepción, la falla en el transformador TR3 – 154/66 kV tiene un comportamiento equivalente al evento: contingencia de transformador TR2 – 154/66 kV. Donde no se aprecian tramos de líneas sobrecargados o problemas de regulación de tensión de acuerdo a lo establecido en la NTSyCS.

7.2.4.3 Resumen de las principales conclusiones del estudio

Se obtuvo que ante contingencias de severidad 9 en las barras 154 kV de la SE Concepción, existe propagación de la falla con resultado de pérdida de suministro, siendo el peor de los casos, la falla en sección de barra N°3 - 154 kV. Esta falla ocasiona el desprendimiento de un bloque equivalente a 76 [MVA], distribuido entre las subestaciones: Penco, Lirquén, Colo-Colo, Ejercito y Chiguayante.

La falla en sección de barra N°1 o N°2 – 154 kV, ocasiona la pérdida de un bloque de 16 [MVA], distribuida entre las subestaciones Tome y Mahns, además ocasiona la sobrecarga de un 17% de la línea Charrúa – Hualpén 220 kV. Para el resto de las líneas del sistema de Concepción no se observan sobrecargas, así como tampoco unidades transformadoras por sobre el 85 % de carga.

Debido al volumen de potencia posible a ser afectado (bloque de 76 [MVA]), sumado a la importancia de los consumos incluidos en el bloque de potencia y sobrecarga de la línea 220 kV Charrúa – Hualpén, se plantea la conveniencia evaluar una modificación topológica de la barra 154 kV de la SE Concepción, para enfrentar este escenario de contingencia (falla en sección de barra N°3 - 154 kV).

Respecto al análisis de severidad 8, no se aprecian líneas ni unidades de transformación sobrecargadas (todas bajo el 90 % de carga), ya sea ante la pérdida del transformador 220/154 kV o de algunas de las tres unidades 154/66 kV de SE Concepción.

Basado en los resultados del estudio, se propone la construcción de un patio 220 [kV] en configuración anillo con tecnología GIS. Complementariamente, para el patio de 154 kV, se propone la construcción de segunda barra principal, utilizando los equipos primarios existentes en la subestación.

7.2.5 SUBESTACIÓN EL SALTO

7.2.5.1 Descripción de la configuración actual de la subestación

Esta subestación en su lado de 220 kV posee una configuración de barra simple más barra de transferencia, conectándose a ella los dos circuitos desde Polpaico 220 kV (J1 y J2). En el lado de 110 kV posee una configuración de barra simple seccionada, más una barra de transferencia. En la sección N°1 se encuentran los circuitos 1 y 2 hacia SE Los Almendros y en la sección N°2 están los circuitos 1 y 2 San Cristóbal (hacia SE Cerro Navia).

Esta SE cuenta con dos unidades transformadoras, cada una compuesta por tres unidades monofásicas y una reserva fría de 220/110/34.5 kV - 400 MVA en etapa refrigeración forzada, adicionalmente cada unidad cuenta con CTBC.

Esta SE forma parte de la alimentación en 220/ 110 kV (junto a SE Los Almendros, Alto Jahuel, Chena y Cerro Navia) del anillo de Santiago y abastece directamente a las comunas de Santiago, Las Condes, Vitacura, Lo Barnechea, Providencia y Recoleta principalmente.

Figura 7.30: Diagrama unilineal actual, lado 220 [kV] S/E El Salto.

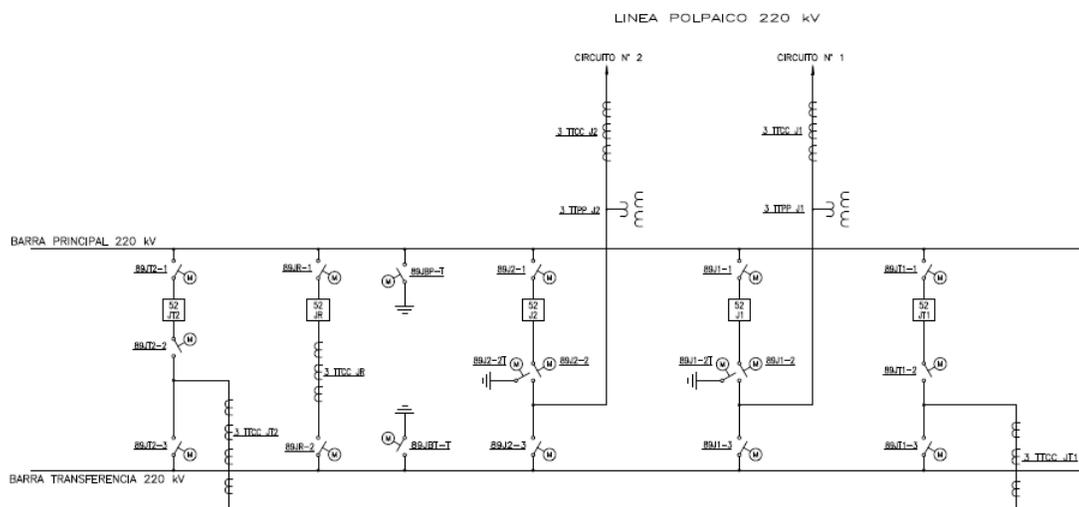
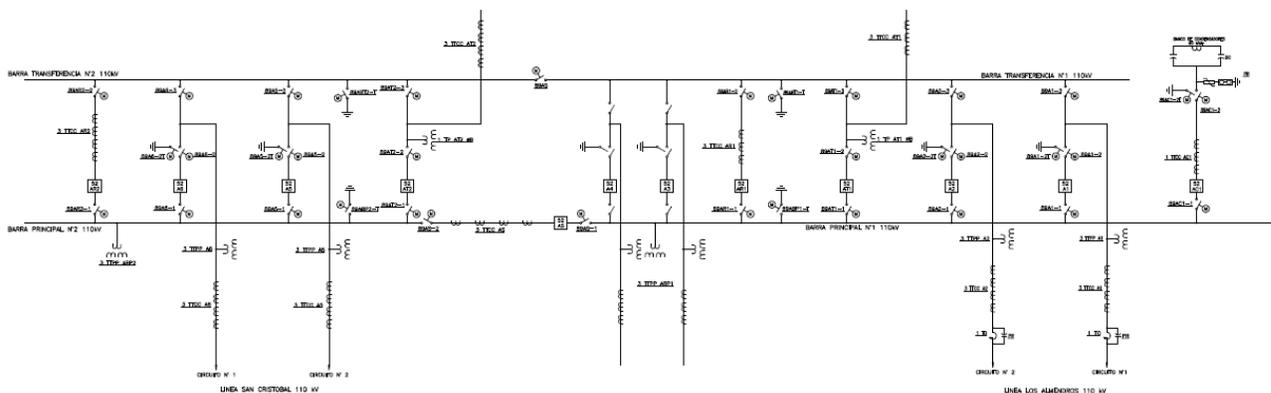


Figura 7.31: Diagrama unilineal actual, lado 110 [kV] S/E El Salto.



7.2.5.2 Análisis de Condiciones Operacionales.

Se presentan los resultados considerando las máximas transferencias del Sistema Troncal desde enero 2019 a diciembre del 2023. Se identifica la condición de máxima exigencia para la instalación en análisis, correspondiente al período enero del 2023, condición demanda alta día, máximo flujo a través de la línea 220 kV Polpaico - El Salto. El escenario de análisis no considera el despacho de las centrales Renca y Nueva Renca.

7.2.5.2.1 Resultados para estado normal (condición pre-contingencia)

SE El Salto cuenta con el aporte principal de SE Polpaico 220 kV. En estado normal provee de energía al anillo 110 kV de la zona urbana del Gran Santiago. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.32: Flujos estado pre contingencia

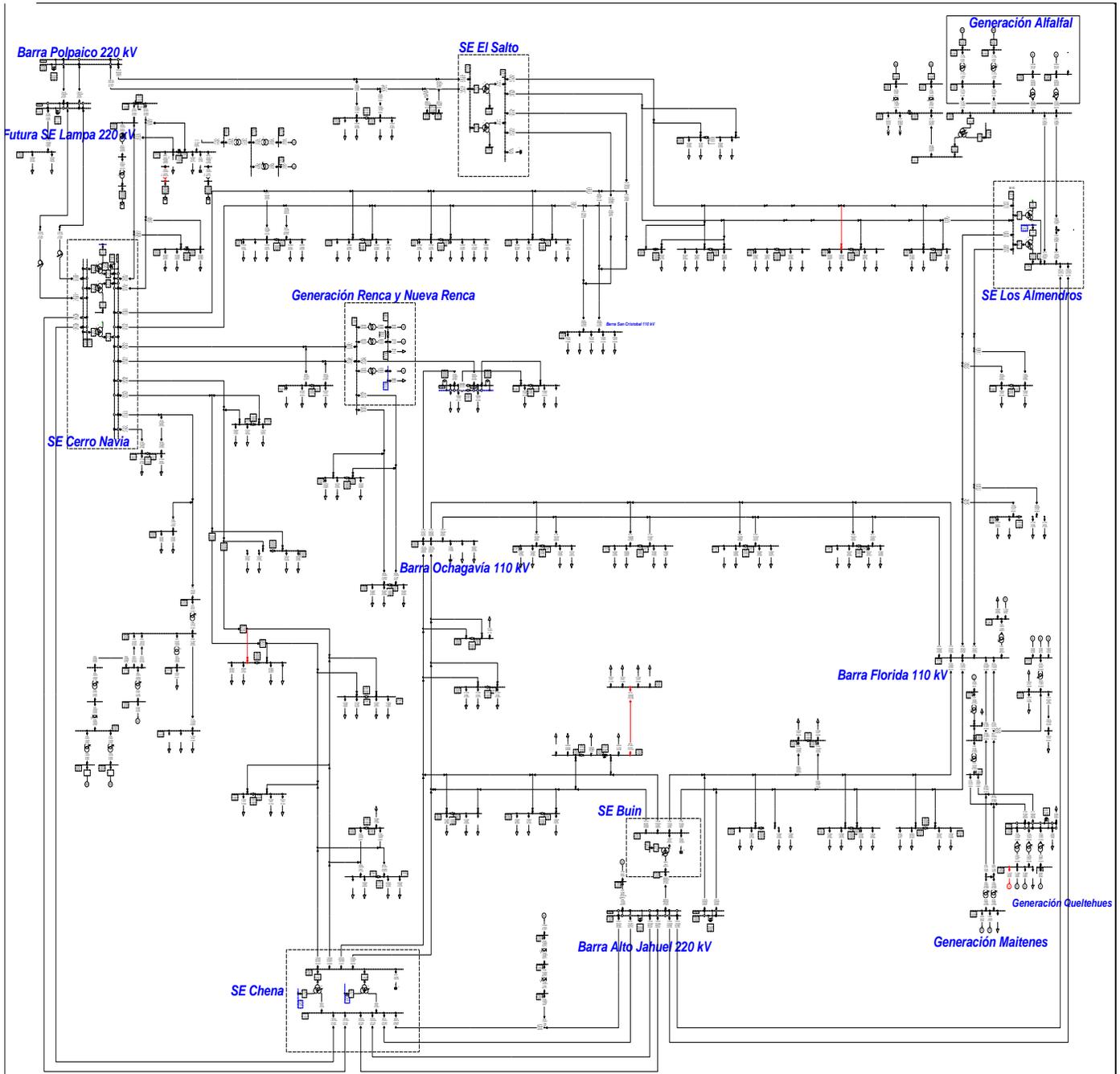
Línea	Flujo en las líneas (MVA)	Nivel de carga (%)
Polpaico - El Salto 220 kV C1 (POL)	236,5	29%
Polpaico - El Salto 220 kV C2 (POL)	442,7	54%
Cerro Navia - Chena 220 kV C1	192,8	47%
Cerro Navia - Chena 220 kV C2	192,8	47%
Alto Jahuel - Chena 220 kV C1	125,0	34%
Alto Jahuel - Chena 220 kV C2	125,0	34%
Polpaico - Nueva Lampa 220kV C1	193,5	62%
Polpaico - Nueva Lampa 220kV C2	193,5	62%
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV C1	172,6	56%
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV C2	172,6	56%
El Salto - Los Almendros 110 kV C1(SAL)	212,4	52%
El Salto - Los Almendros 110 kV C2 (SAL)	180,5	44%
El Salto - Tap San Cristóbal 110 kV C1	143,5	35%
El Salto - Tap San Cristóbal 110 kV C2	143,2	35%
Chena - Ochagavía 110 kV C1	219,3	64%
Chena - Ochagavía 110 kV C2	179,2	52%
C.Navia - Chena 110 kV C1 (CN)	158,4	39%
C.Navia - Chena 110 kV C2 (CN)	145,6	36%
Almendros - Florida 110kV C1 (ALM)	105,8	68%
Almendros - Florida 110kV C2 (ALM)	60,5	39%
Almendros - Los Dominicos C1 (ALM)	98,3	32%
Almendros - Los Dominicos C2 (ALM)	110,6	36%

Tabla 7.33: Tensiones escenarios pre contingencia.

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Polpaico 220 kV	223,9	1,018
Cerro Navia 220 kV	222,4	1,011
Cerro Navia 110 kV	108,2	0,984
Chena 220 kV	223,1	1,014
Chena 110 kV	108,9	0,990
El Salto 220 kV	221,6	1,007
El Salto 110 kV	108,9	0,990
Los Almendros 220 kV	219,9	1,000
Los Almendros 110 kV	110,6	1,006
Alto Jahuel 220 kV	227,5	1,034

Los resultados muestran que no existen tramos de líneas con niveles de carga mayores al 85%, respecto de su capacidad nominal. Los transformadores TR01 y TR02 de SE El Salto alcanzan el 86% de carga, en condición de pre contingencia. Los otros transformadores del sistema de Chilectra, muestran niveles de carga por debajo del 85%. Los niveles de demanda para subestación El Salto, hacen necesario monitorear su comportamiento, con el objeto de tomar acciones oportunas en esta subestación o en el anillo 110 kV de la Región Metropolitana. Las tensiones para este escenario de análisis, se encuentran dentro de los rangos establecidos en NTSyCS.

Figura 7.32: Gráfico resultados escenarios estado pre contingencia.



7.2.5.2.2 Contingencia en sección de la barra 220 kV

SE El Salto cuenta con una configuración de barra simple, más barra de transferencia. En caso de falla de la barra 220 kV, el anillo 110 kV de la zona de Santiago pierde un punto de alimentación, a través de SE Polpaico 220 kV, que puede provocar la propagación de la falla y pérdida de suministro.

Así, los resultados ante la contingencia en la barra 220 kV de SE El Salto son los siguientes:

Tabla 7.34: Flujos estado condición falla barra 220 kV

Línea	Flujo en las líneas (MVA)	Nivel de carga (%)
Polpaico - El Salto 220 kV C1 (POL)	11,9	1%
Polpaico - El Salto 220 kV C2 (POL)	16,2	2%
Cerro Navia - Chena 220 kV C1	161,3	39%
Cerro Navia - Chena 220 kV C2	161,3	39%
Alto Jahuel - Chena 220 kV C1	128,5	35%
Alto Jahuel - Chena 220 kV C2	128,5	35%
Polpaico - Nueva Lampa 220kV C1	333,1	108%
Polpaico - Nueva Lampa 220kV C2	333,1	108%
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV C1	310,0	100%
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV C2	310,0	100%
El Salto - Los Almendros 110 kV C1(SAL)	60,1	15%
El Salto - Los Almendros 110 kV C2 (SAL)	35,3	9%
El Salto - Tap San Cristóbal 110 kV C1	65,9	16%
El Salto - Tap San Cristóbal 110 kV C2	62,5	15%
Chena - Ochagavia 110 kV C1	239,8	69%
Chena - Ochagavia 110 kV C2	199,7	58%
C.Navia - Chena 110 kV C1 (CN)	129,0	32%
C.Navia - Chena 110 kV C2 (CN)	116,1	28%
Almendros - Florida 110kV C1 (ALM)	41,7	27%
Almendros - Florida 110kV C2 (ALM)	54,0	35%
Almendros - Los Dominicos C1 (ALM)	207,4	67%
Almendros - Los Dominicos C2 (ALM)	147,6	48%

Tabla 7.35: Tensiones escenarios post contingencia. Salida barra 220 kV.

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Polpaico 220 kV	222.6	1.012
Cerro Navia 220 kV	217.6	0.989
Cerro Navia 110 kV	105.5	0.959
Chena 220 kV	218.2	0.992
Chena 110 kV	106.4	0.967
El Salto 220 kV	-	-
El Salto 110 kV	105.2	0.956
Los Almendros 220 kV	213.8	0.972
Los Almendros 110 kV	106.8	0.972
Alto Jahuel 220 kV	222.7	1.012

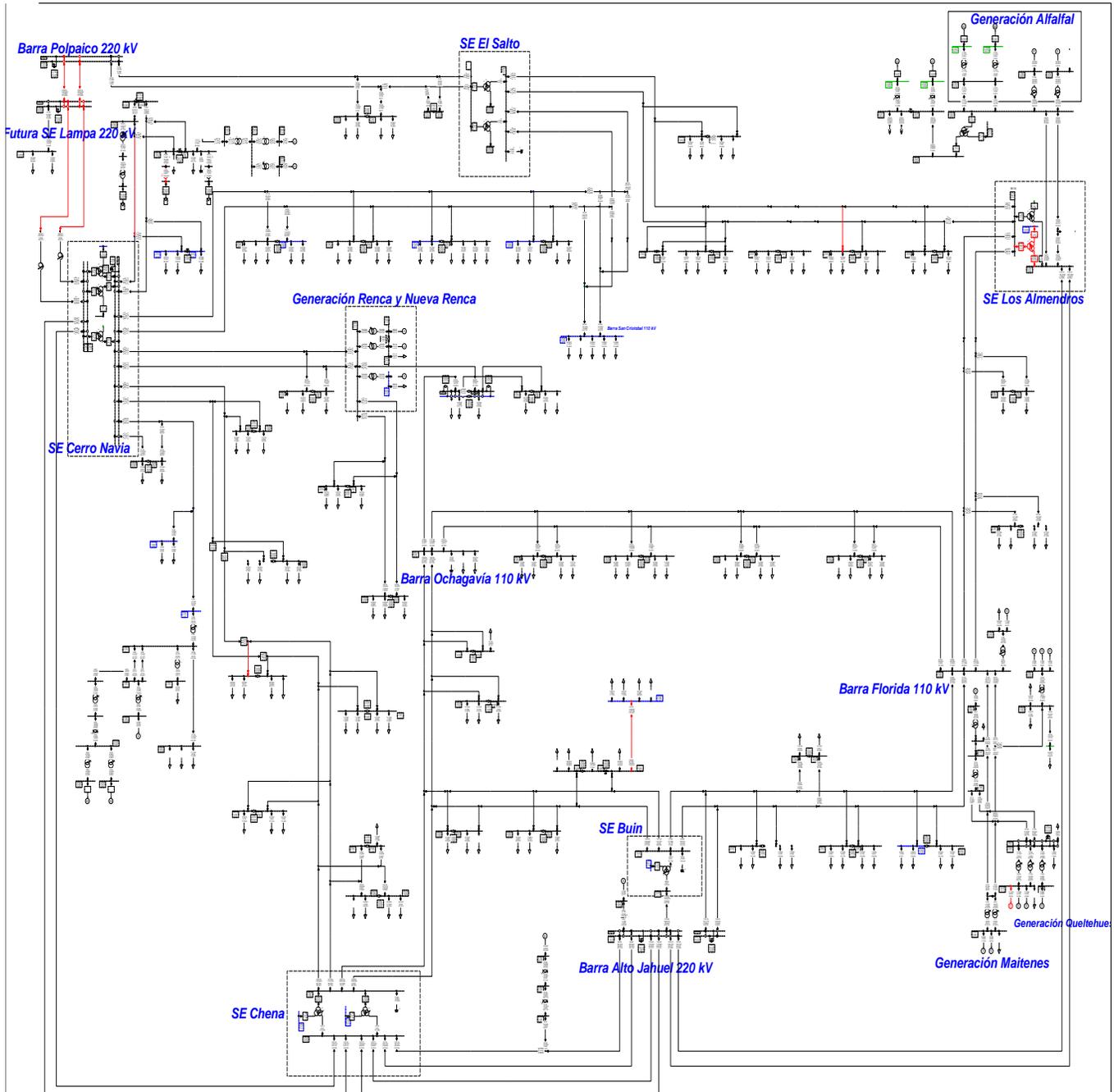
Para este escenario se observa la sobrecarga de la línea: 220 kV Polpaico – Nueva Lampa, alcanzando un 8% de sobrecarga. La línea 220 kV Nueva Lampa – Cerro Navia, alcanza su capacidad nominal.

También en este escenario y producto de la redistribución de flujo se presenta un aumento en la capacidad de los transformadores TR01-TR02 y TR03 -220/110 kV de SE Cerro Navia llegando al 86 % de carga cada unidad. Se suman los transformadores TR1 y TR2 – 220/110 kV de SE Chena que alcanzan el 89% de carga.

El transformador TR01 de SE Los Almendros muestra una sobrecarga del 23% respecto de su capacidad nominal, producto de la redistribución de flujos. Mantener los niveles de carga dentro de los valores nominales, equivale a desprender un bloque de potencia mínimo de 250 [MVA] aproximadamente.

Las tensiones en este escenario de análisis, se encuentran dentro de los rangos establecidos en NTSyCS.

Figura 7.33: Gráfico resultados escenarios estado post contingencia salida barra 220 kV El Salto.



7.2.5.2.3 Contingencia en sección N°1 de la barra 110 kV

Para este caso, el anillo 110 kV de la zona de Santiago pierde un punto de alimentación a través de SE Polpaico 220 kV, lo que puede provocar la propagación de la falla y pérdida de suministro. Así, los resultados ante la contingencia en sección N°1 de la barra 110 kV son los siguientes:

Tabla 7.36: Flujos estado condición falla sección N°1 barra 110 kV

Línea	Flujo en las líneas (MVA)	Nivel de carga (%)
Polpaico - El Salto 220 kV C1 (POL)	162,0	20%
Polpaico - El Salto 220 kV C2 (POL)	271,0	33%
Cerro Navia - Chena 220 kV C1	185,9	45%
Cerro Navia - Chena 220 kV C2	185,9	45%
Alto Jahuel - Chena 220 kV C1	98,7	27%
Alto Jahuel - Chena 220 kV C2	98,7	27%
Polpaico - Nueva Lampa 220kV C1	241,8	78%
Polpaico - Nueva Lampa 220kV C2	241,8	78%
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV C1	220,6	71%
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV C2	220,6	71%
El Salto - Los Almendros 110 kV C1(SAL)	0,0	0%
El Salto - Los Almendros 110 kV C2 (SAL)	0,0	0%
El Salto - Tap San Cristóbal 110 kV C1	191,0	47%
El Salto - Tap San Cristóbal 110 kV C2	191,1	47%
Chena - Ochagavia 110 kV C1	272,0	79%
Chena - Ochagavia 110 kV C2	231,0	67%
C.Navia - Chena 110 kV C1 (CN)	190,7	47%
C.Navia - Chena 110 kV C2 (CN)	178,3	44%
Almendros - Florida 110kV C1 (ALM)	32,3	21%
Almendros - Florida 110kV C2 (ALM)	41,3	27%
Almendros - Los Dominicos C1 (ALM)	265,6	85%
Almendros - Los Dominicos C2 (ALM)	177,2	57%

Tabla 7.37: Tensiones escenarios post contingencia. Salida sección N°1 – barra 110 kV.

Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Polpaico 220 kV	217,9	0,991
Cerro Navia 220 kV	211,1	0,960
Cerro Navia 110 kV	101,7	0,925
Chena 220 kV	212,5	0,966
Chena 110 kV	103,2	0,938
El Salto 220 kV	218,2	0,992
El Salto 110 kV	-	-
Los Almendros 220 kV	208,3	0,947
Los Almendros 110 kV	103,6	0,941
Alto Jahuel 220 kV	218,5	0,993

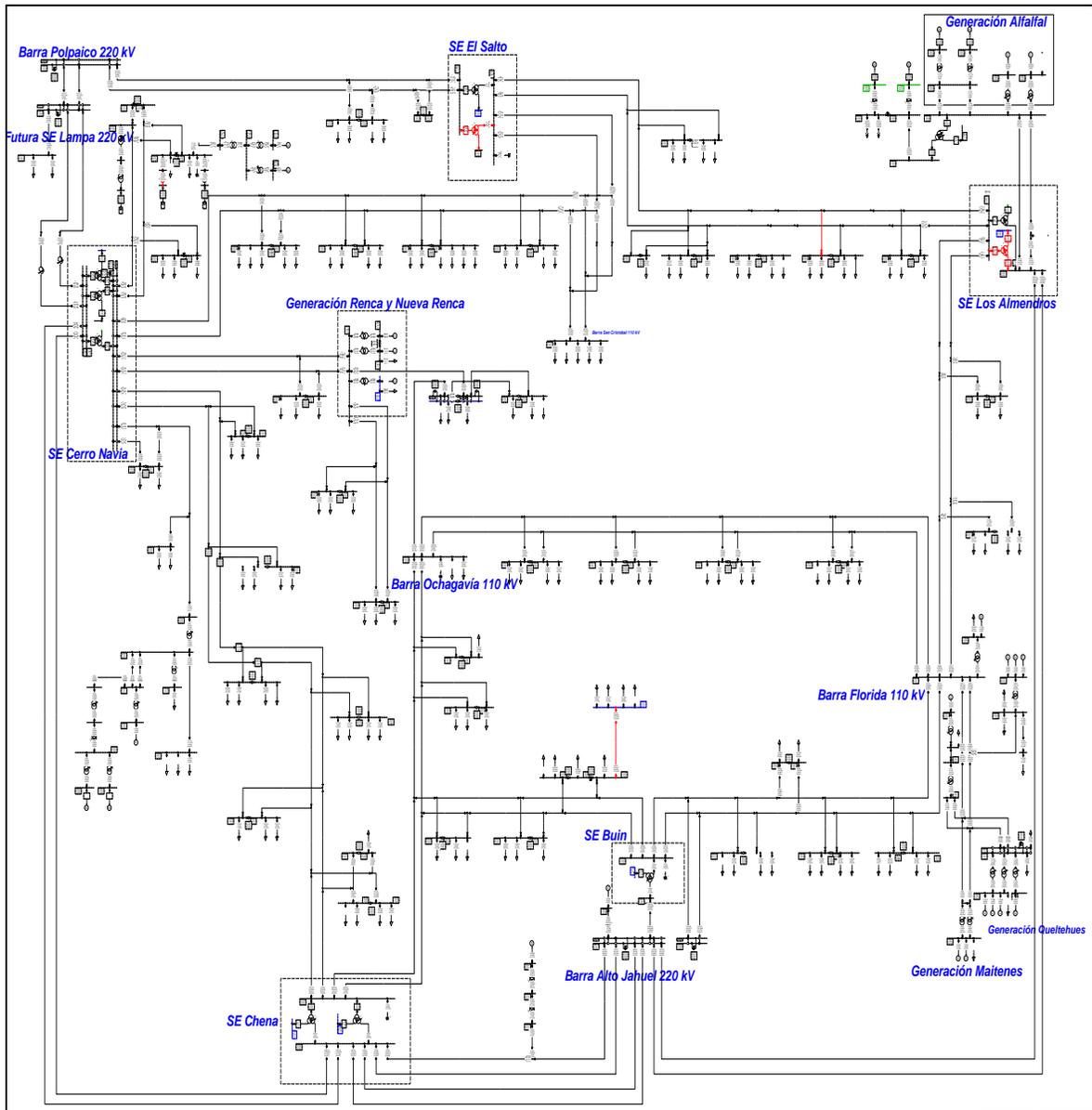
En este escenario no se aprecian cargas sobre el 85% respecto de la capacidad nominal de las líneas 220 kV del subsistema de Chilectra. Sin embargo, existe un aumento de carga del circuito N°1 - 110 kV Los Almendros – Tap Los Dominicos, la cual alcanza un 85% de carga y de la línea 110 kV Chena – Ochagavia, que alcanza un 83% de carga, esto producto de la redistribución de los flujos para compensar la salida de la sección N°1 -110 kV de SE El Salto.

El transformador TR02 – 220/110 kV de SE El Salto y que permanece operativo tras la contingencia, alcanza el 100% de carga.

El Transformado TR01 de SE Los Almendros muestra una sobrecarga del 30% respecto a su capacidad nominal, producto de la redistribución de flujos. Mantener los niveles de sobrecarga mostrados en este caso de análisis, menores al 10%, equivale a desprender un bloque de potencia de 125 [MVA] aproximadamente.

Las tensiones están dentro de los rangos establecidos en NTSyCS.

Figura 7.34: Gráfico resultados escenarios estado post contingencia salida barra 110 kV El Salto.



7.2.5.2.4 Contingencia en sección N°2 de la barra 110 kV

Los análisis en esta condición de estudio, muestran la sobrecarga del TR01 de SE El Salto, el cual presenta una sobrecarga del 10%. El resto de los transformadores presentan un factor de carga menor al 85%.

No se aprecian tramos de líneas del subsistema de Chilectra que superen el 95% de carga respecto de su capacidad nominal.

Las tensiones están dentro de los rangos establecidos en NTSyCS.

7.2.5.2.5 Contingencia en transformador N°1 – 220/110 kV SE El Salto

Se analiza la salida del transformador TR1 220/110 kV de SE El Salto. Ante este escenario el transformador TR2 220/110 kV es quien suministra la energía a los consumos asociados a la SE.

Así, los resultados ante la contingencia son los siguientes:

Tabla 7.38: Flujos estado condición falla transformador N°1 -220/110 kV SE El Salto

Línea	Flujo en las líneas (MVA)	Nivel de carga (%)
Polpaico - El Salto 220 kV C1 (POL)	210,5	26%
Polpaico - El Salto 220 kV C2 (POL)	353,3	43%
Cerro Navia - Chena 220 kV C1	136,1	33%
Cerro Navia - Chena 220 kV C2	136,1	33%
Alto Jahuel - Chena 220 kV C1	125,4	34%
Alto Jahuel - Chena 220 kV C2	125,4	34%
Polpaico - Nueva Lampa 220kV C1	222,1	72%
Polpaico - Nueva Lampa 220kV C2	222,1	72%
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV C1	200,8	65%
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV C2	200,8	65%
El Salto - Los Almendros 110 kV C1(SAL)	180,4	44%
El Salto - Los Almendros 110 kV C2 (SAL)	150,0	37%
El Salto - Tap San Cristóbal 110 kV C1	106,0	26%
El Salto - Tap San Cristóbal 110 kV C2	105,2	26%
Chena - Ochagavia 110 kV C1	223,5	65%
Chena - Ochagavia 110 kV C2	223,5	65%
C.Navia - Chena 110 kV C1 (CN)	136,1	33%
C.Navia - Chena 110 kV C2 (CN)	136,1	33%
Almendros - Florida 110kV C1 (ALM)	86,1	55%
Almendros - Florida 110kV C2 (ALM)	98,5	63%
Almendros - Los Dominicos C1 (ALM)	117,5	38%
Almendros - Los Dominicos C2 (ALM)	61,8	20%

Tabla 7.39: Tensiones escenarios post contingencia. Salida transformador 220/110 kV SE El Salto.

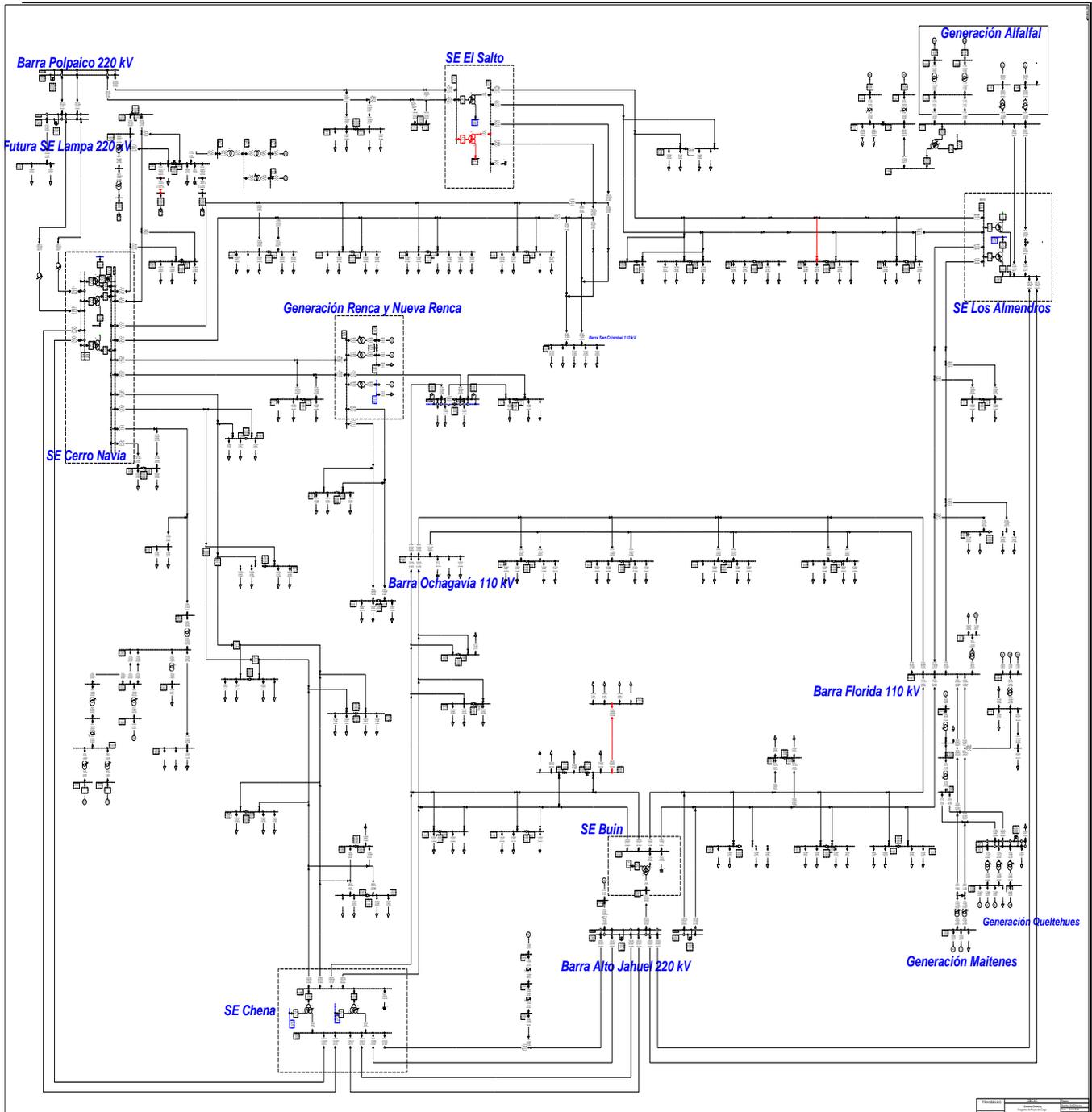
Barra	Tensiones [kV]	Tensiones [p.u.]
Polpaico 220 kV	223,0	1,017
Cerro Navia 220 kV	222,0	1,009
Cerro Navia 110 kV	108,0	0,982
Chena 220 kV	223,9	1,018
Chena 110 kV	109,3	0,994
El Salto 220 kV	220,4	1,002
El Salto 110 kV	108,7	0,998
Los Almendros 220 kV	221,1	1,005
Los Almendros 110 kV	110,4	1,004
Alto Jahuel 220 kV	229,7	1,044

En este escenario no se aprecian cargas sobre el 85% respecto de la capacidad nominal de las líneas 220 kV y 110 kV del subsistema de Chilectra.

El transformador TR02 – 220/110 kV de SE El Salto y que permanece operativo tras la contingencia, alcanza el 130% de carga respecto de su capacidad nominal. El transformador TR01 – 220/110 kV de SE Los Almendros, alcanza el 87% de carga respecto de su capacidad nominal. No se aprecian otras unidades transformadoras con cargas sobre el 85 %.

Las tensiones están dentro de los rangos establecidos en NTSyCS.

Figura 7.35: Gráfico resultados escenarios post contingencia salida transformador 220/110 kV El Salto.



7.2.5.2.6 Contingencia en transformador N°2 – 220/110 kV SE El Salto

Debido a la existencia de dos unidades transformadoras en SE El Salto y a la paridad existente con respecto a sus barras, el análisis de esta contingencia es equivalente a la revisada anteriormente.

7.2.5.3 Resumen de las principales conclusiones del estudio

Se obtuvo que ante la contingencia de severidad 9 en la barra 220 kV de SE El Salto, existe propagación de la falla con resultado de sobrecarga de elementos del sistema. Los elementos con sobrecarga son: línea 220 kV Polpaico-Nueva Lampa (sobrecarga del 8%), y el transformador TR01 de SE Los Almendros 220/110 kV (25%). Por su parte, la línea 220 kV Nueva Lampa - Cerro Navia alcanza el máximo de su capacidad nominal. Evitar los niveles de sobrecarga presentados, equivalen a desprender un bloque de potencia de 250 [MVA] aproximadamente.

Para los resultados de análisis de severidad 9 en la barra 110 kV, se identifica la propagación de la falla con resultado de sobrecarga de elementos del sistema. La unidad transformadora TR01 Los Almendros 220/110 kV presenta un 30% de sobrecarga y el transformador TR02 de SE El Salto opera en su capacidad nominal. Normalizar la condición de carga de los transformadores mencionados, equivalen a desprender un bloque de potencia de 125 [MVA] aproximadamente.

En el análisis de severidad 8, tanto el transformador TR01 220/110 kV como la unidad TR02 220/110 kV, dependiendo del que permanezca energizado ante la falla, presenta un nivel de sobrecarga del 25%.

Para el caso del patio 220 kV de la subestación, se recomienda cambiar la configuración, por una barra seccionada entre circuitos de línea Polpaico – El Salto 220 kV, en conjunto con habilitar un paño de transferencias para la nueva sección de barra.

Para el caso del patio de 110 kV de la subestación, se propone Transformar barra de transferencia en segunda barra principal y configuración doble interruptor, utilizando los equipos primarios existentes en la subestación.

La barra actual 110 [kV] (2xCoreopsis) tiene una capacidad nominal de 2.526 [A]. Con el cambio de configuración realizado, el sistema permite mantener las cargas alimentadas desde uno o ambos transformadores. Sin embargo, se requerirá un estudio detallado para confirmar esta situación.

Para el caso de la severidad 8, dada la configuración anillada del sistema de líneas en 110 kV, en un próximo estudio se analizará la posible incorporación de una nueva unidad de transformación en el sistema zonal de la Región Metropolitana. Con respecto a este último análisis, no se efectuarán recomendaciones en el presente informe.

7.2.6 SUBESTACIÓN HUALPÉN

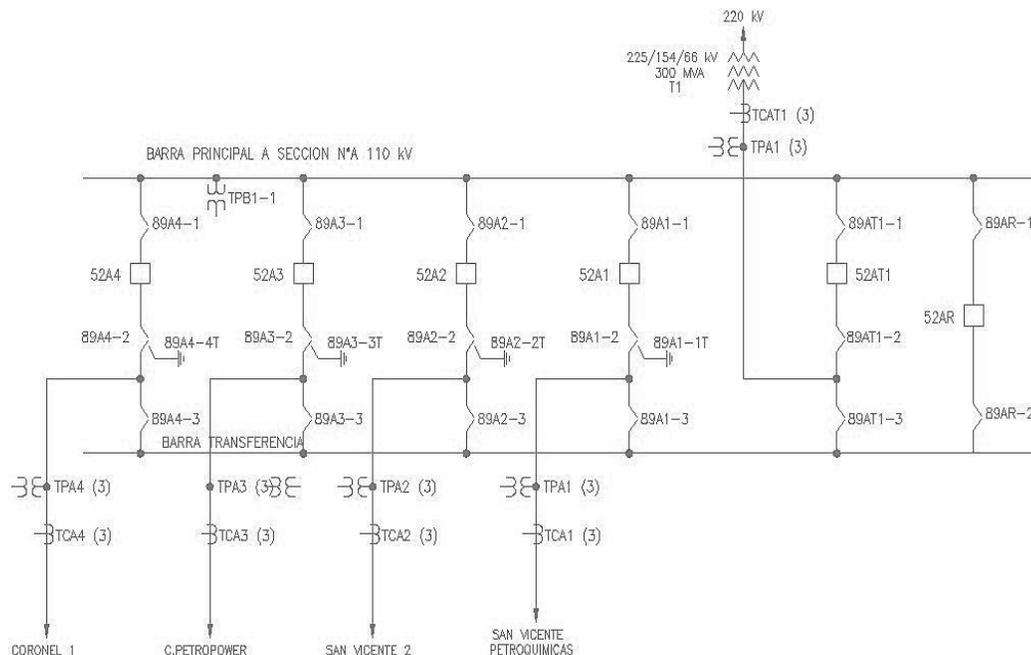
7.2.6.1 Descripción de la configuración actual de la subestación

La subestación de Hualpén está ubicada en el sistema de Concepción, el cual posee tres fuentes de alimentación a las redes de 154 [kV] y 66 [kV] (Lagunillas, Concepción y Hualpén).

En el lado de 220 [kV] posee una configuración anillo con tres vértices, uno de ellos conecta la línea desde Charrúa 220 [kV] (J2 y J3) y otro desde Lagunillas 220 [kV] (J1 y J3) y el transformador. En uno de los vértices (J1 y J2) está conectado el transformador con su propio interruptor (JT1).

En el lado de 154 [kV] posee una barra simple con barra de transferencia, donde se conectan dos líneas provenientes de la subestación San Vicente (A1 y A2), la planta Petropower (A3) y la línea Hualpén-Lagunillas (A4). La Subestación Hualpén posee un transformador 220/154/66 [kV] 300 MVA.

Figura 7.36: Diagrama unilineal actual, lado 154 [kV] S/E Hualpén



7.2.6.2 Análisis de condiciones operacionales

A continuación, se presentan los resultados de los flujos de potencia, considerando las máximas transferencias del Sistema Troncal desde enero del 2019 a diciembre del 2023, considerando una máxima transferencia por el transformador de la subestación Hualpén, correspondiente al periodo julio 2023.

7.2.6.2.1 Estado Normal

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.11: Flujos escenarios pre contingencia

Línea/Transformador	Flujo por la línea [MVA]	Nivel de carga (%)
Charrúa - Hualpén 220 [kV]	52,2	22,9
Hualpén - Lagunillas 220 [kV]	137,0	49,4
Hualpén - Mapal 154 [kV]	44,2	20,7
Petroquímicas - Hualpén 154 [kV]	136,4	64,0
San Vicente - Hualpén 154 [kV]	102,9	48,3
Hualpén 220/154kV-300MVA_Lado 220 [kV]	185,1	62,9
Petropower 154/66/20kV_65MVA_Lado 220 [kV]	20,8	32,2

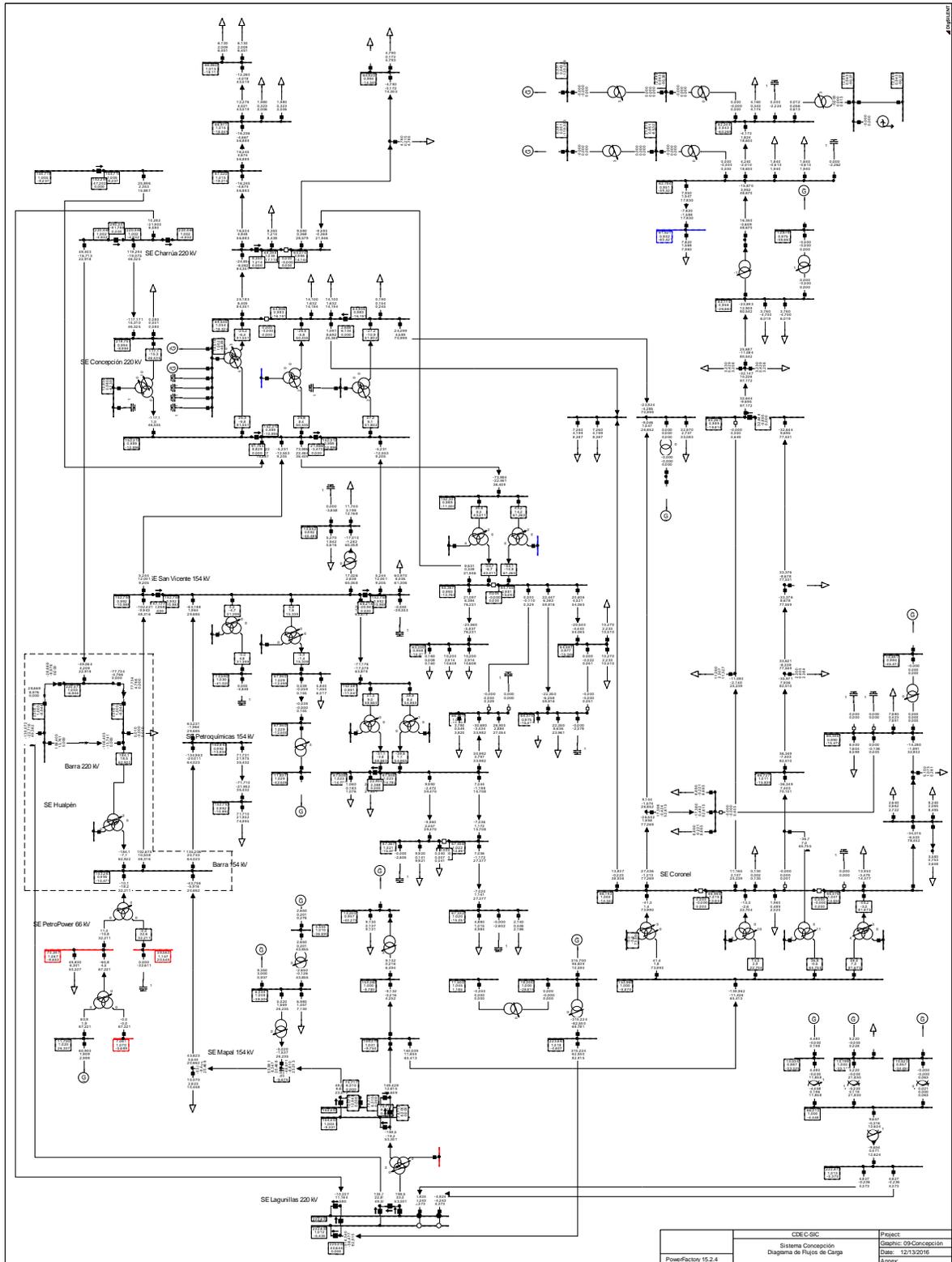
Tabla 7.40: Tensiones en escenario pre contingencia.

Barra	Tensión en [kV]	Tensión en p.u
Central PetroPower 66 [kV]	70,4	1,067
SE Charrúa 220 [kV]	220,4	1,002
SE Hualpén 154 [kV]	153,3	0,995
SE Hualpén 220 [kV]	220,6	1,003
SE Lagunillas 220 [kV]	222,6	1,012
SE San Vicente 154 [kV]	152,8	0,992
Tap Petroquímica 154 [kV]	152,8	0,992
SE Mapal 154 [kV]	153,6	0,998

En la barra de 66 [kV] Central PetroPower se observa que tiene una tensión por sobre el 1,06 p.u., pero según el “Estudio de Tensiones de Servicio” de Noviembre del año 2015, este valor está dentro del rango normal para este tipo de instalaciones.

El Transformador de SE Hualpén opera con un 62,92% de carga, con lo cual tiene un margen de holgura aceptable en caso de soportar una sobrecarga por alguna falla en zonas aledañas.

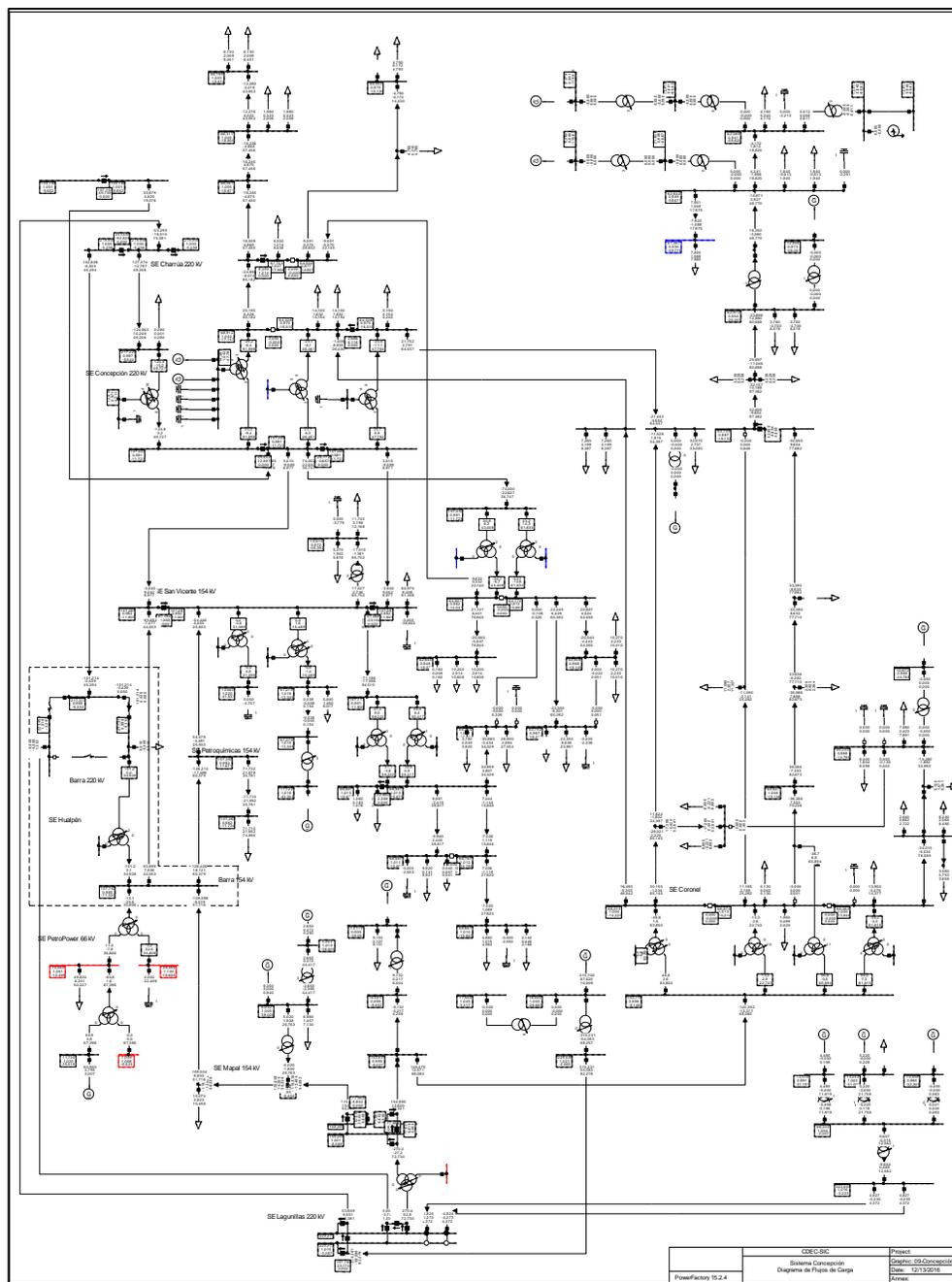
Figura 7.37: Resultados escenarios pre contingencia.



7.2.6.2.2 Contingencia en anillo de 220 [kV].

Se analiza una falla en el anillo de 220 [kV] entre J1 y J3, que genera la desconexión de la línea de 220 [kV] Hualpén-Lagunillas. En esta condición no se detectan sobrecargas, y las tensiones de las principales barras del sistema se encuentran dentro de los límites establecidos en la NTSyCS, por lo cual la falla no se propaga al resto de las instalaciones. Los resultados se presentan a continuación.

Figura 7.38: Resultados estado post contingencia configuración anillo tres puntas 220 [kV].



7.2.6.2.3 Contingencia en barra 154 [kV].

Ante una falla en la barra de 154 [kV] de la SE Hualpén, salen de operación las líneas y transformadores que están conectados a ésta, afectando la operación del sistema de 154 [kV].

Los resultados muestran que la planta PETROPOWER quedaría sin suministro, a causa de la desconexión del interruptor asociado a este circuito (A3), pero esta planta posee Cogeneración la que podría abastecer sus consumos.

Se detectan sobrecargas en el transformador 154/66 [kV] de 56 MVA de SE Coronel con un nivel de carga a 150,9% y en la línea de 66 [kV] Lomas Coloradas-Coronel con un valor de 139,1%. También se detectan sobrecargas en el transformador principal 220/154 [kV] de 261 MVA de la SE Concepción alcanzando un nivel de carga de 106,9%, a su vez la línea de 220 [kV] Charrúa-Concepción también alcanza el 104,9% de cargabilidad. Al analizar el sistema post contingencia, ante la desconexión del transformador de Coronel se confirma una propagación de la falla a las demás instalaciones, provocando múltiples sobrecargas en líneas y transformadores adyacentes a esta subestación.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

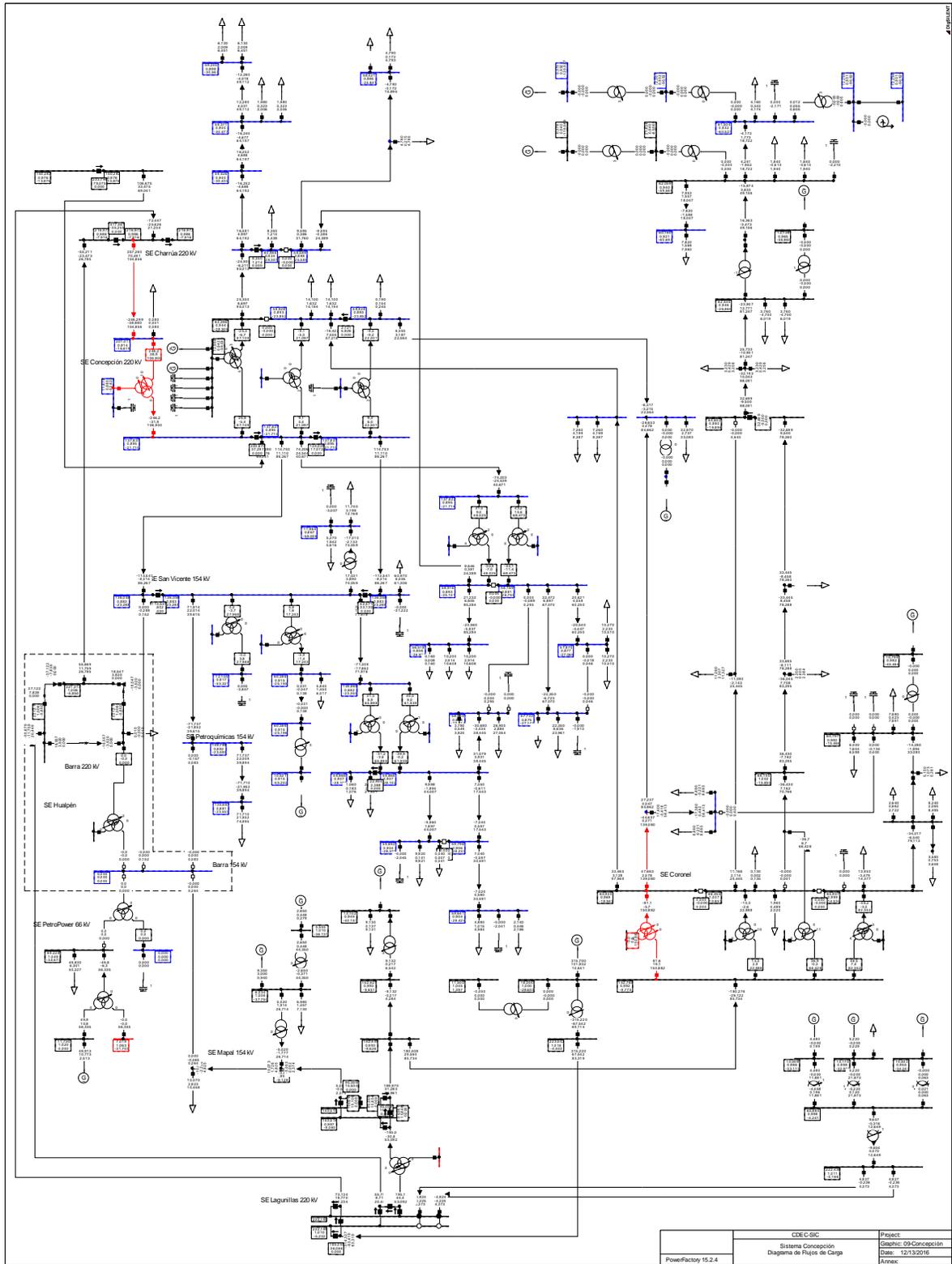
Tabla 7.41: Flujos estado post contingencia salida barra 154 [kV].

Línea/Transformador	Flujo por la línea [MVA]	Nivel de carga (%)
Charrúa - Hualpén 220 [kV]	60,0	26,8
Hualpén - Lagunillas 220 [kV]	56,9	20,4
Hualpén - Mapal 154 [kV]	0,0	0,3
Petroquímicas - Hualpén 154 [kV]	0,2	0,1
San Vicente - Hualpén 154 [kV]	0,3	0,2
Hualpén 220/154kV-300MVA_Lado 220 [kV]	0,0	0,0
Petropower 154/66/20kV_65MVA_Lado 220 [kV]	0,0	0,0

Tabla 7.42: Tensiones estado post contingencia salida barra 154 [kV]

Barra	Tensión en [kV]	Tensión en p.u
Central PetroPower 66 [kV]	69,2	1,049
SE Charrúa 220 [kV]	217,0	0,986
SE Hualpén 154 [kV]	0,0	0,000
SE Hualpén 220 [kV]	221,3	1,006
SE Lagunillas 220 [kV]	222,2	1,010
SE San Vicente 154 [kV]	136,1	0,883
Tap Petroquímica 154 [kV]	135,8	0,882
SE Mapal 154 [kV]	153,4	0,996

Figura 7.39: Resultados estado post contingencia salida barra 154 [kV].



PowerFactory 15.2.4	CDE-C-81C	Project
	Sistema Concepción	Graphic: 09-Concepción
	Diagrama de Flujos de Carga	Date: 12/13/2016
		Author:

7.2.6.2.4 Contingencia en transformador 220/154/66 [kV].

Se analiza la salida del transformador 220/154/66 [kV] de 300 MVA de la SE Hualpén.

Los resultados muestran que no existe propagación de la falla ni pérdida de suministro. No se detectan sobrecargas, y las tensiones de las principales barras del sistema se encuentran dentro de los límites establecidos en la NTSyCS. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.43: Flujos estado post contingencia salida transformador 220/154/66 [kV].

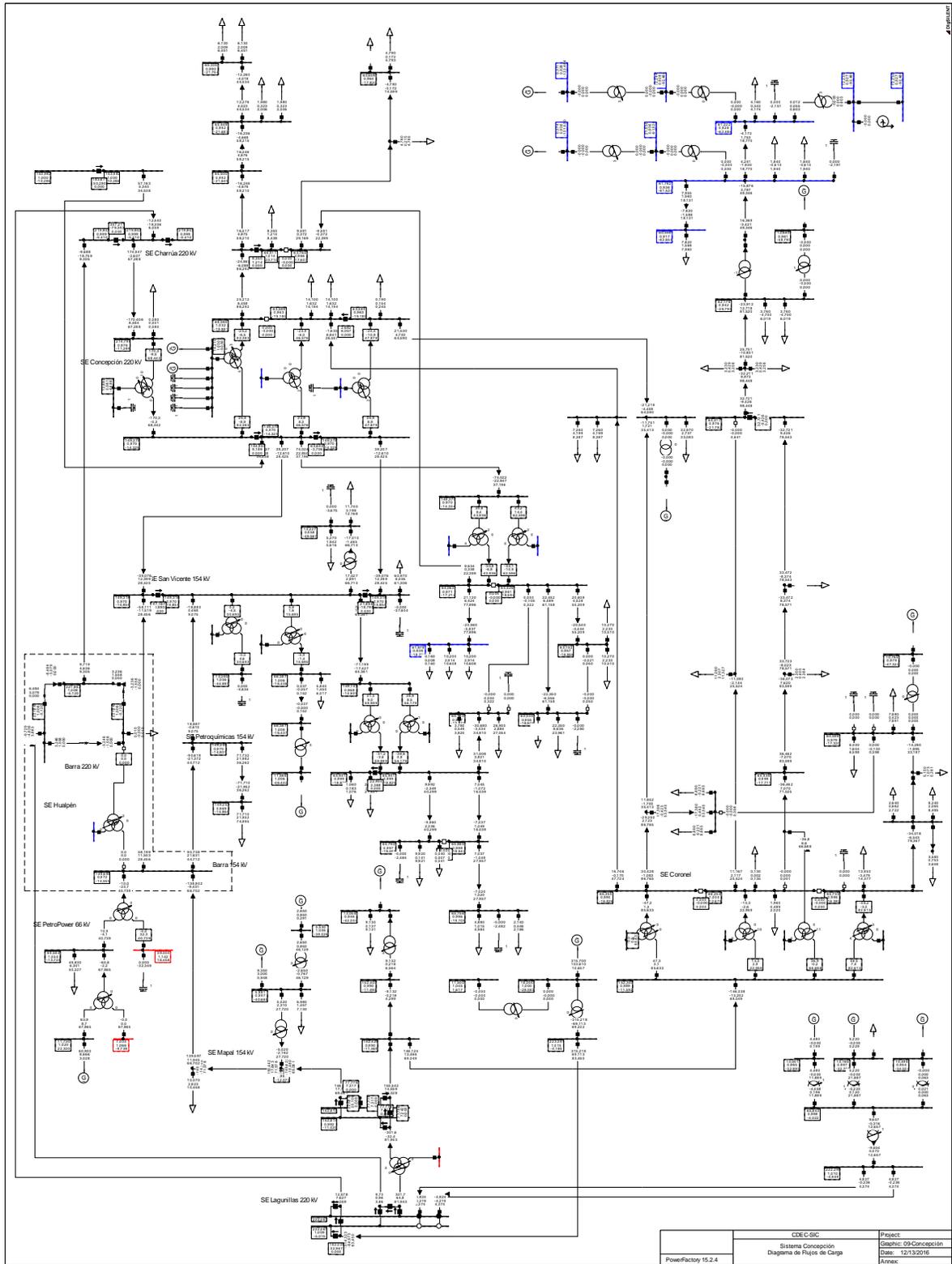
Línea/Transformador	Flujo por la línea [MVA]	Nivel de carga (%)
Charrúa - Hualpén 220 [kV]	21,1	9,3
Hualpén - Lagunillas 220 [kV]	10,8	3,9
Hualpén - Mapal 154 [kV]	139,2	66,7
Petroquímicas - Hualpén 154 [kV]	93,1	44,7
San Vicente - Hualpén 154 [kV]	59,2	28,5
Hualpén 220/154kV-300MVA_Lado 220 [kV]	0,0	0,0
Petropower 154/66/20kV_65MVA_Lado 220 [kV]	25,7	40,7

Tabla 7.44: Tensiones estado post contingencia salida transformador 220/154/66 [kV].

Barra	Tensión en [kV]	Tensión en p.u
Central PetroPower 66 [kV]	69,6	1,054
SE Charrúa 220 [kV]	219,8	0,999
SE Hualpén 154 [kV]	149,7	0,972
SE Hualpén 220 [kV]	221,9	1,008
SE Lagunillas 220 [kV]	222,1	1,009
SE San Vicente 154 [kV]	149,3	0,970
Tap Petroquímica 154 [kV]	149,3	0,970
SE Mapal 154 [kV]	150,7	0,979

Es necesario indicar que, ante esta severidad, la barra de 154 [kV] no se desconecta del sistema Concepción. Esto se debe a que se encuentra alimentada por las SE Lagunillas y SE San Vicente, lo que permite que los consumos de esta barra no se desconecten del sistema.

Figura 7.40: Resultados estado post contingencia salida transformador 220/154/66 [kV].



7.2.6.3 Resumen de las principales conclusiones del estudio

Para el caso de severidad 9 en la barra de 154 [kV] de SE Hualpén, existe la propagación de la falla y se observan sobrecargas en los transformadores de Coronel y Concepción. La sobrecarga en el transformador de SE Concepción no provocaría problemas, dado que este nivel de carga se encuentra dentro de los rangos admisibles por este tipo de instalaciones. En cambio, el transformador de Coronel se desconectará debido a la sobrecarga, provocando múltiples sobrecargas de líneas y transformadores adyacentes a éste. Debido a lo anterior, se debe analizar un cambio topológico de la barra de 154 [kV], que permita otorgar seguridad ante una falla de severidad 9.

El análisis de severidad 9 para la configuración de barra en anillo de 220[kV] no presenta problemas debido a su configuración redundante, por lo que no existe propagación de la falla en el sistema.

Los resultados para severidad 8 del transformador de 300 MVA de Hualpén no presentan elementos sobrecargados como tampoco barras fuera de normativa, por lo que no existe propagación de la falla en el sistema.

Basado en los resultados del análisis, se recomienda el seccionamiento de la barra de 154 kV y la implementación de una topología de doble interruptor en el transformador 220/154kV, con el objetivo de que pueda ser transferido a cualquiera de las secciones de la barra. Adicionalmente, se recomienda la conexión de la línea a S/E San Vicente, a las dos secciones de barra.

7.2.7 SUBESTACIÓN CARDONES

7.2.7.1 Descripción de la configuración actual de la subestación

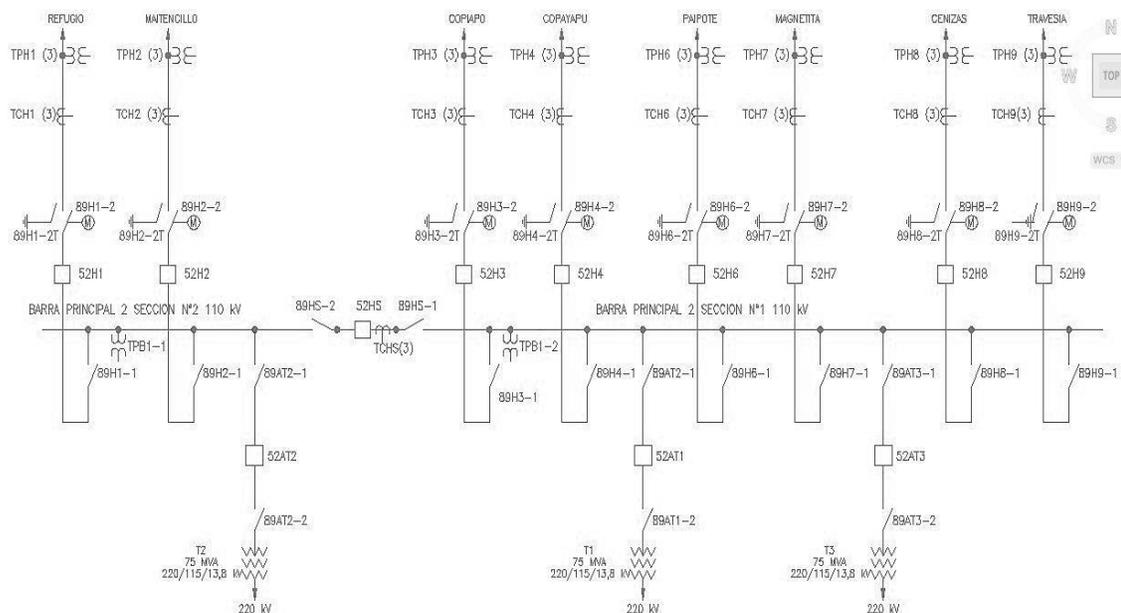
La subestación Cardones está ubicada en el sistema Atacama, donde los consumos de la barra de 110 [kV] están conectados con la barra de 110 [kV] de la SE Maitencillo.

En el lado de 220 [kV] posee una configuración de doble barra con barra de transferencia. En la sección BP1 se conecta actualmente un circuito hacia SE San Andrés (J3), un circuito hacia la SE Diego de Almagro (J12), otro hacia la minera La Candelaria (J2), dos circuitos hacia la SE Maitencillo (J4 y J6), un circuito hacia la central Cardones (J7), otro hacia la central Termopacífico (J1) y los transformadores ATR1 y ATR3 (JT1 y JT3). Para la sección BP2 se conecta un circuito hacia la SE Maitencillo (J5), un circuito hacia Llanos de Llampos (J8), otro circuito hacia la SE Diego de Almagro, un equipo de compensación estática de reactivos CER (JT4) y el transformador ATR2 (JT2).

La barra de 110 [kV] tiene una configuración de barra seccionada. En la sección N°1 se conecta un circuito hacia la minera La Candelaria (H9), un circuito hacia la central Cenizas (H8), otro hacia Magnetita (H7), un circuito hacia Paipote (H6), un circuito hacia la SE Copayapu (H4), otro circuito hacia los consumos de Copiapó y los transformadores ATR1 y ATR3 (HT1 y HT3). Para la sección N°2 se conecta un circuito hacia la minera Maricunga (Refugio) (H1), otro hacia la SE Maitencillo (H2) y el transformador ATR2 (HT2).

La SE Cardones consta de tres transformadores de 220/110/13.8 [kV] con una potencia nominal de 75 MVA cada uno.

Figura 7.41: Diagrama unilineal SE Cardones Patio 110 kV



7.2.7.2 Análisis de Condiciones Operacionales

A continuación, se presentan los resultados de los flujos de potencia, considerando el caso de máximo flujo por los transformadores de 220/110 [kV], el cual se observa para un bloque de demanda alta en ausencia de luz de día para el mes de enero del año 2023. El objetivo principal de este análisis son las instalaciones de transmisión zonal, en este caso para niveles de tensión de 110 [kV].

7.2.7.2.1 Condición normal (estado pre contingencia)

Los resultados para esta condición son los siguientes:

Tabla 7.45: Flujos pre contingencia

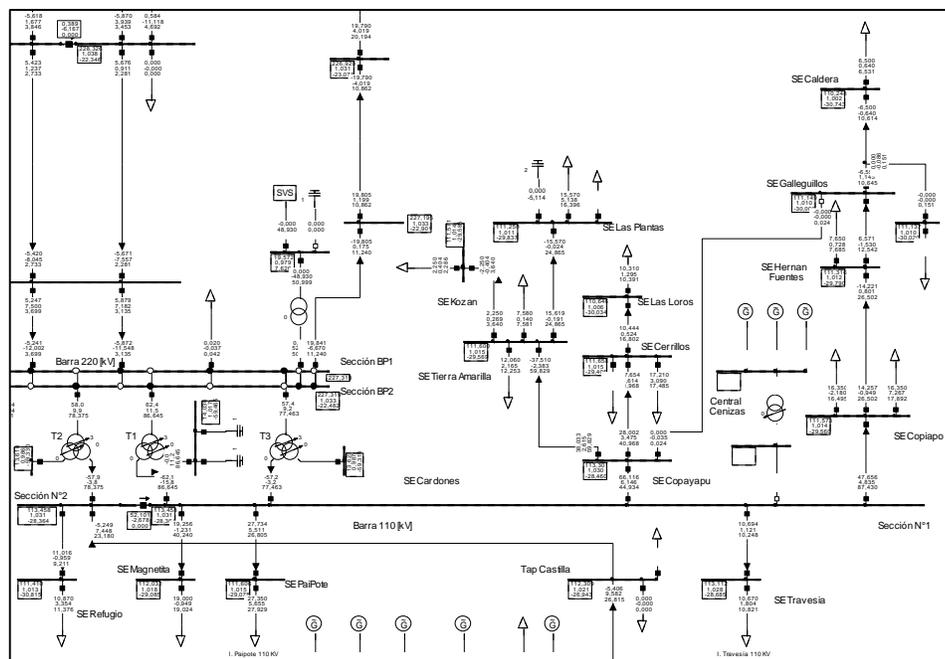
Línea/Transformador	Flujo [MVA]	Cargabilidad (%)
Cardones - Copayapu 110 [kV]	66,4	44,9
Cardones - Copiapó 110 [kV]	47,9	87,4
Cardones - Magnetita 110 [kV]	19,0	40,2
Cardones - Paipote 110 [kV]	28,3	26,8
Cardones - Refugio 110 [kV]	11,1	9,2
Cardones - Travesía 110 [kV]	10,8	10,2
Cardones - Tap Castilla 110 [kV]	9,1	23,2
Cardones 220/110kV-75MVA T1	64,1	86,6
Cardones 220/110kV-75MVA T2	58,0	78,4
Cardones 220/110kV - 60/75MVA T3	57,3	77,5

Tabla 7.46: Tensiones pre contingencia

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Cardones 220 [kV]- Sección BP1	227,3	1,033
Cardones 220 [kV]- Sección BP2	227,3	1,033
SE Copayapu 110 [kV]	113,3	1,030
SE Galleguillos 110 [kV]	111,1	1,010
SE Refugio 110 [kV]	111,4	1,013
SE Magnetita 110 [kV]	112,0	1,018
SE Copiapó 110 [kV]	111,6	1,014
SE Cerrillos 110 [kV]	111,7	1,015
SE Tierra Amarilla 110 [kV]	111,6	1,015
Cardones 110 [kV]- Sección N°1	113,5	1,031
Cardones 110 [kV]- Sección N°2	113,5	1,031
SE Paipote	111,6	1,015
Tap Castilla	112,3	1,021

La SE Cardones y las instalaciones de 110 [kV], no presentan elementos sobrecargados y las tensiones de las barras se encuentran dentro de los rangos normales de operación.

Figura 7.42: Resultados escenario pre contingencia.



7.2.7.2.2 Contingencia en la sección N°1 de la barra de 110[kV].

Los resultados para una contingencia en la sección N°1 de la barra de 110 [kV] de la SE Cardones son los siguientes:

Tabla 7.47: Flujos post contingencia en sección N°1, barra 110 [kV].

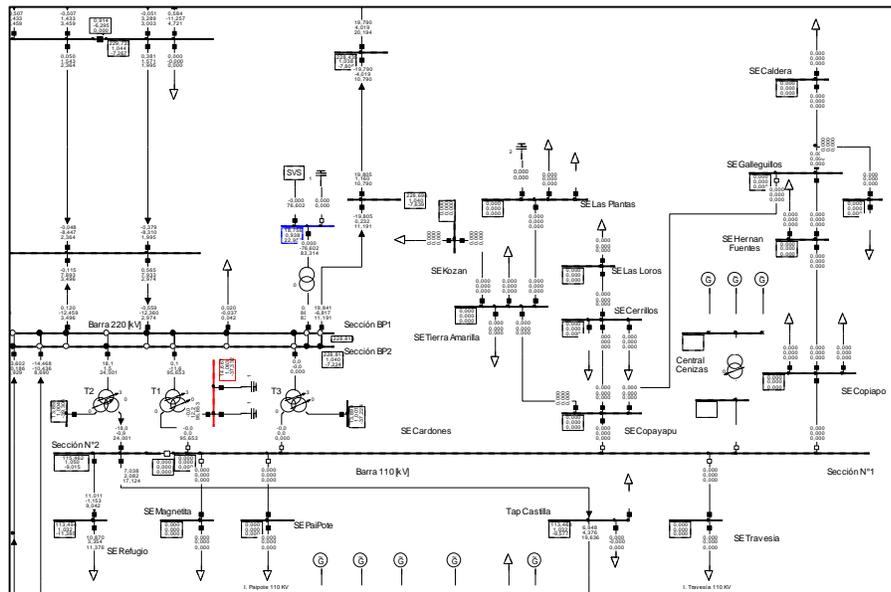
Línea/Transformador	Flujo [MVA]	Cargabilidad (%)
Cardones - Copayapu 110 [kV]	0,0	0,0
Cardones - Copiapó 110 [kV]	0,0	0,0
Cardones - Magnetita 110 [kV]	0,0	0,0
Cardones - Paipote 110 [kV]	0,0	0,0
Cardones - Refugio 110 [kV]	11,1	9,0
Cardones - Travesía 110 [kV]	0,0	0,0
Cardones - Tap Castilla 110 [kV]	7,3	17,1
Cardones 220/110kV-75MVA T1	0,0	0,0
Cardones 220/110kV-75MVA T2	18,1	24,0
Cardones 220/110kV - 60/75MVA T3	0,0	0,0

Tabla 7.48: Tensiones post contingencia en sección N°1, barra 110 [kV].

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Cardones 220 [kV]- Sección BP1	228,8	1,040
Cardones 220 [kV]- Sección BP2	228,8	1,040
SE Copayapu 110 [kV]	0,0	0,0
SE Galleguillos 110 [kV]	0,0	0,0
SE Refugio 110 [kV]	113,5	1,032
SE Magnetita 110 [kV]	0,0	0,0
SE Copiapó 110 [kV]	0,0	0,0
SE Cerrillos 110 [kV]	0,0	0,0
SE Tierra Amarilla 110 [kV]	0,0	0,0
Cardones 110 [kV]- Sección N°1	0,0	0,0
Cardones 110 [kV]- Sección N°2	115,5	1,050
SE Paipote	0,0	0,000
Tap Castilla	113,5	1,032

En esta condición no se presentan elementos sobrecargados, y las tensiones en las barras se encuentran dentro del rango normal. Pero existe propagación de la falla, dado que se desconectan todos los consumos de 110 [kV] que están conectados a la sección de barra N°1 de SE Cardones.

Figura 7.43: Resultados post contingencia en sección N°1, barra 110 [kV].



7.2.7.2.3 Contingencia en la sección N°2 de la barra de 110[kV].

Los resultados para una contingencia en la sección N°2 de la barra de 110 [kV] son los siguientes:

Tabla 7.49: Flujos post contingencia en sección N°2, barra 110 [kV].

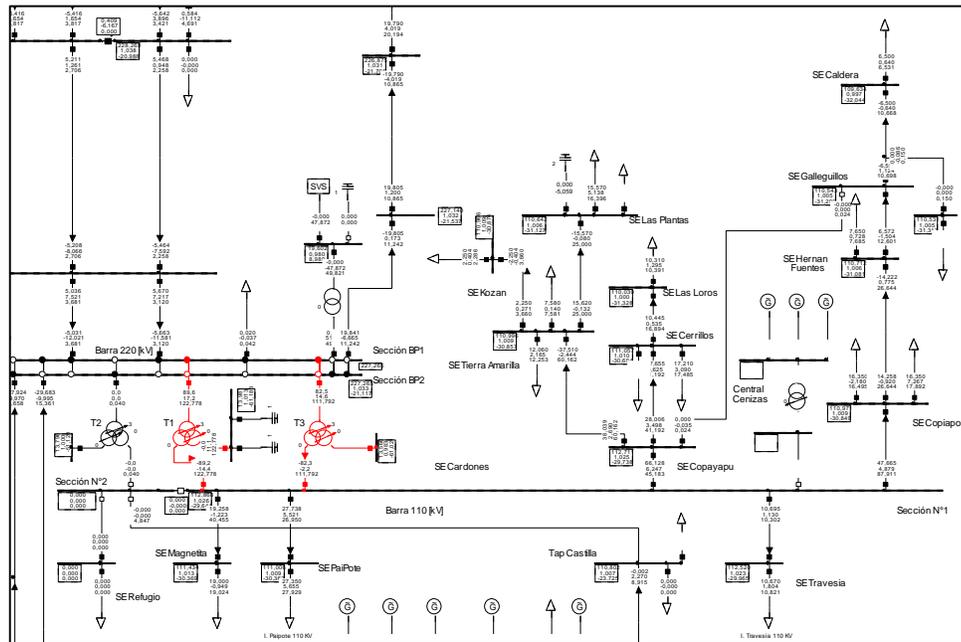
Línea/Transformador	Flujo [MVA]	Cargabilidad (%)
Cardones - Copayapu 110 [kV]	66,4	45,2
Cardones - Copiapó 110 [kV]	47,9	87,9
Cardones - Magnetita 110 [kV]	19,0	40,5
Cardones - Paipote 110 [kV]	28,3	26,9
Cardones - Refugio 110 [kV]	0,0	0,0
Cardones - Travesía 110 [kV]	10,8	10,3
Cardones - Tap Castilla 110 [kV]	0,0	4,8
Cardones 220/110kV-75MVA T1	90,4	122,8
Cardones 220/110kV-75MVA T2	0,0	0,0
Cardones 220/110kV - 60/75MVA T3	82,3	111,8

Tabla 7.50: Tensiones post contingencia en sección N°2, barra 110 [kV].

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Cardones 220 [kV]- Sección BP1	227,3	1,033
Cardones 220 [kV]- Sección BP2	227,3	1,033
SE Copayapu 110 [kV]	112,7	1,025
SE Galleguillos 110 [kV]	110,5	1,005
SE Refugio 110 [kV]	0,0	0,0
SE Magnetita 110 [kV]	111,4	1,013
SE Copiapó 110 [kV]	111,0	1,009
SE Cerrillos 110 [kV]	111,1	1,010
SE Tierra Amarilla 110 [kV]	111,0	1,009
Cardones 110 [kV]- Sección N°1	112,9	1,026
Cardones 110 [kV]- Sección N°2	0,0	0,0
SE Paipote	111,0	1,009
Tap Castilla	110,8	1,007

En esta condición se presenta una sobrecarga en los transformadores T1 de un 22,8% y T3 de un 11,8%, y las tensiones en las barras se encuentran dentro del rango normal de operación. Debido a esto, existe propagación de la falla y se perdería suministro porque los transformadores saldrían de operación.

Figura 7.44: Resultados post contingencia en sección N°2, barra 110 [kV].



7.2.7.2.4 Contingencia en transformador T1 SE Cardones.

Los resultados para una contingencia en el transformador T1 de la SE Cardones son los siguientes:

Tabla 7.51: Flujos post contingencia de transformador T1.

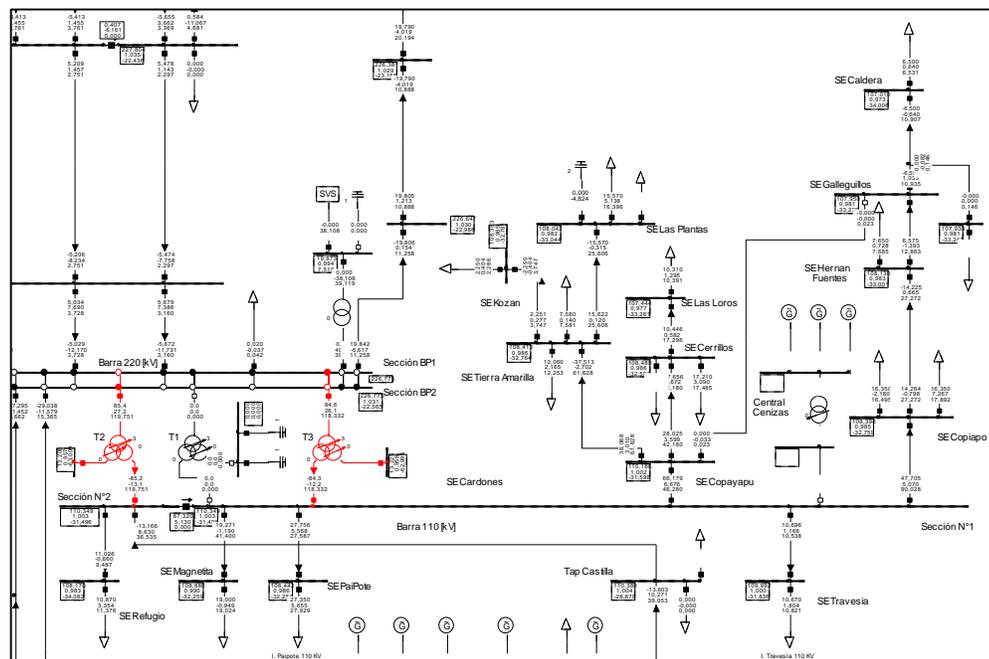
Línea/Transformador	Flujo [MVA]	Cargabilidad (%)
Cardones - Copayapu 110 [kV]	66,5	46,3
Cardones - Copiapó 110 [kV]	48,0	90,0
Cardones - Magnetita 110 [kV]	19,0	41,4
Cardones - Paipote 110 [kV]	28,3	27,6
Cardones - Refugio 110 [kV]	11,0	9,5
Cardones - Travesía 110 [kV]	10,8	10,5
Cardones - Tap Castilla 110 [kV]	15,7	36,5
Cardones 220/110kV-75MVA T1	0,0	0,0
Cardones 220/110kV-75MVA T2	86,2	119,8
Cardones 220/110kV - 60/75MVA T3	85,2	118,3

Tabla 7.52: Tensiones post contingencia de transformador T1.

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Cardones 220 [kV]- Sección BP1	226,8	1,031
Cardones 220 [kV]- Sección BP2	226,8	1,031
SE Copayapu 110 [kV]	110,2	1,002
SE Galleguillos 110 [kV]	108,0	0,981
SE Refugio 110 [kV]	108,2	0,983
SE Magnetita 110 [kV]	108,9	0,990
SE Copiapó 110 [kV]	108,4	0,985
SE Cerrillos 110 [kV]	108,5	0,986
SE Tierra Amarilla 110 [kV]	108,4	0,986
Cardones 110 [kV]- Sección N°1	110,3	1,003
Cardones 110 [kV]- Sección N°2	110,3	1,003
SE Paipote	108,4	0,986
Tap Castilla	110,4	1,004

En esta condición se presenta una sobrecarga en los transformadores T2 de un 19,8% y T3 de un 18,3%, y las tensiones en las barras se encuentran dentro del rango normal de operación. Debido a esto, existe propagación de la falla y se perdería suministro porque los transformadores saldrían de operación.

Figura 7.45: Resultados post contingencia de transformador T1.



7.2.7.2.5 Contingencia en transformador T2 SE Cardones.

Los resultados para una contingencia en el transformador T2 de la SE Cardones son los siguientes:

Tabla 7.53: Flujos post contingencia de transformador T2.

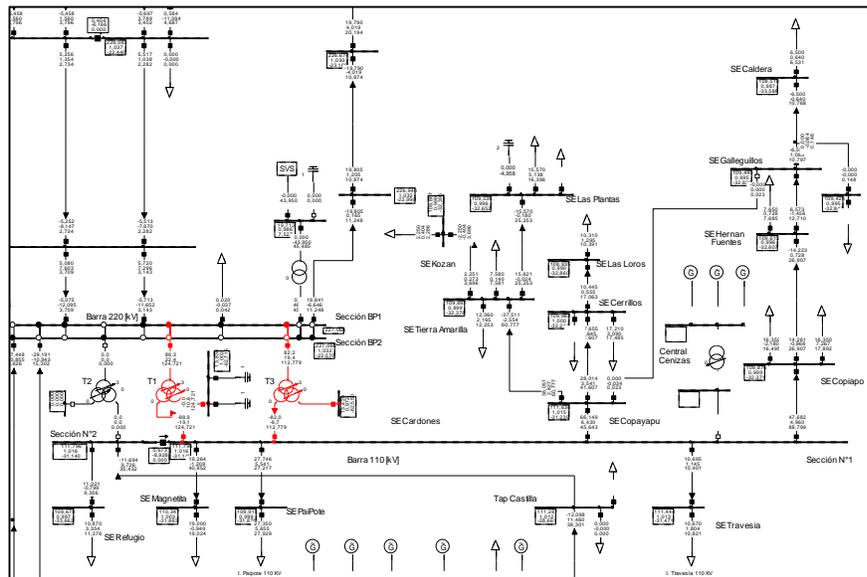
Línea/Transformador	Flujo [MVA]	Cargabilidad (%)
Cardones - Copayapu 110 [kV]	66,5	45,6
Cardones - Copiapó 110 [kV]	47,9	88,8
Cardones - Magnetita 110 [kV]	19,0	40,9
Cardones - Paipote 110 [kV]	28,3	27,2
Cardones - Refugio 110 [kV]	11,1	9,4
Cardones - Travesía 110 [kV]	10,8	10,4
Cardones - Tap Castilla 110 [kV]	15,2	35,4
Cardones 220/110kV-75MVA T1	90,9	124,7
Cardones 220/110kV-75MVA T2	0,0	0,0
Cardones 220/110kV - 60/75MVA T3	82,2	112,8

Tabla 7.54: Tensiones post contingencia de transformador T2.

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Cardones 220 [kV]- Sección BP1	227,1	1,032
Cardones 220 [kV]- Sección BP2	227,1	1,032
SE Copayapu 110 [kV]	111,6	1,015
SE Galleguillos 110 [kV]	109,4	0,995
SE Refugio 110 [kV]	109,7	0,997
SE Magnetita 110 [kV]	110,3	1,003
SE Copiapó 110 [kV]	109,9	0,999
SE Cerrillos 110 [kV]	110,0	1,000
SE Tierra Amarilla 110 [kV]	109,9	0,999
Cardones 110 [kV]- Sección N°1	111,8	1,016
Cardones 110 [kV]- Sección N°2	111,8	1,016
SE Paipote	109,9	0,999
Tap Castilla	111,3	1,012

En esta condición se presenta una sobrecarga en los transformadores T1 de un 24,7% y T3 de un 12,8%, y las tensiones en las barras se encuentran dentro del rango normal de operación. Debido a esto, existe propagación de la falla y se perdería suministro porque los transformadores saldrían de operación.

Figura 7.46: Resultados post contingencia de transformador T2.



7.2.7.2.6 Contingencia en transformador T3 SE Cardones.

Los resultados para una contingencia en el transformador T3 de la SE Cardones son los siguientes:

Tabla 7.55: Flujos post contingencia de transformador T3.

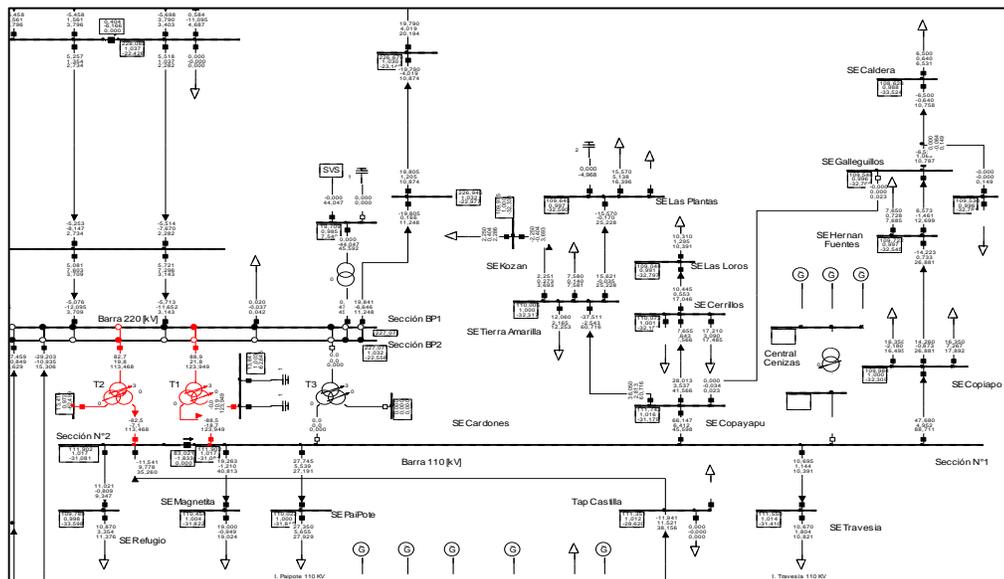
Línea/Transformador	Flujo [MVA]	Cargabilidad (%)
Cardones - Copayapu 110 [kV]	66,5	45,6
Cardones - Copiapó 110 [kV]	47,9	88,7
Cardones - Magnetita 110 [kV]	19,0	40,8
Cardones - Paipote 110 [kV]	28,3	27,2
Cardones - Refugio 110 [kV]	11,1	9,3
Cardones - Travesía 110 [kV]	10,8	10,4
Cardones - Tap Castilla 110 [kV]	15,1	35,3
Cardones 220/110kV-75MVA T1	90,5	123,9
Cardones 220/110kV-75MVA T2	82,8	113,5
Cardones 220/110kV - 60/75MVA T3	0,0	0,0

Tabla 7.56: Tensiones post contingencia de transformador T3.

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Cardones 220 [kV]- Sección BP1	227,1	1,032
Cardones 220 [kV]- Sección BP2	227,1	1,032
SE Copayapu 110 [kV]	111,7	1,016
SE Galleguillos 110 [kV]	109,5	0,996
SE Refugio 110 [kV]	109,8	0,998
SE Magnetita 110 [kV]	110,5	1,004
SE Copiapó 110 [kV]	110,0	1,000
SE Cerrillos 110 [kV]	110,1	1,001
SE Tierra Amarilla 110 [kV]	110,0	1,000
Cardones 110 [kV]- Sección N°1	111,9	1,017
Cardones 110 [kV]- Sección N°2	111,9	1,017
SE Paipote	110,0	1,000
Tap Castilla	111,4	1,012

En esta condición se presenta una sobrecarga en los transformadores T1 de un 23,9% y T2 de un 13,5%, y las tensiones en las barras se encuentran dentro del rango normal de operación. Debido a esto, existe propagación de la falla y se perdería suministro porque los transformadores saldrían de operación.

Figura 7.47 Resultados post contingencia de transformador T3.



7.2.7.3 Resumen de las principales conclusiones del estudio

Para la severidad 9 en la sección N°1 de la barra de 110 [kV], no se registran sobrecargas en los elementos de la subestación, como tampoco tensiones en las barras fuera de los rangos normales de operación, pero si existe propagación de la falla y pérdida de suministro de todos los consumos conectados a esta sección de barra. Para la sección N°2 de esta misma barra, se observó una sobrecarga en el transformador T1 de un 22,8% y para el transformador T3 de un 11,8%, que genera propagación de la falla y pérdida de suministro.

Para la severidad 8 del transformador T1, se presenta una sobrecarga en los transformadores operativos T2 y T3 de un 19,8% y un 18,3%, respectivamente. Para la misma condición, pero en el transformador T2, se observa una sobrecarga en los transformadores operativos T1 y T3 de un 24,7% y un 12,8% respectivamente. Finalmente, para una severidad en el transformador T3, se señala una sobrecarga en los transformadores operativos T1 y T2 de un 23,9% y de un 13,5%. Todo esto genera propagación de la falla y pérdida de suministro.

En resumen, la falla de severidad 8 y 9 se propaga a las demás instalaciones del sistema, provocando una sobrecarga en los transformadores de la SE Cardones que quedan operativos.

Para efectos de las sobrecargas en transformadores, con motivo de la aplicación del Artículo 13° Transitorio de la Ley 20.936 de 2016, se recomendó la instalación de una unidad adicional de 150 MVA.

Para el patio de 110 kV, se recomienda la construcción de una segunda barra de 110 kV, que permita la conexión en esquema de doble interruptor de los paños a Copayapu, Copiapó y los transformadores, incluido el proyecto futuro de transformación.

7.2.8 SUBESTACIÓN MAITENCILLO

7.2.8.1 Descripción de la configuración actual de la subestación

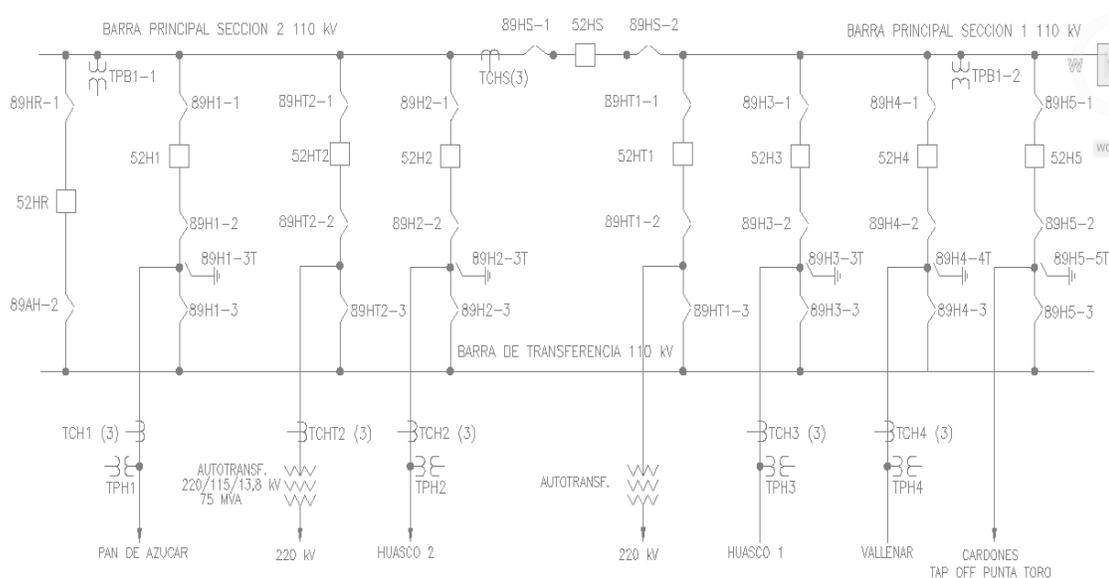
La subestación Maitencillo está ubicada en el sistema Atacama, donde los consumos de la barra de 110 [kV] están conectados con las barras de 110 [kV] de las SSEE Cardones y Pan de Azúcar.

En el lado de 220 [kV] posee una configuración de doble barra con barra de transferencia. En la sección N°1 se conecta actualmente una línea hacia Caserones (J11), dos líneas hacia la central Guacolda (J9 y J5), dos líneas hacia la SE Cardones (J1 y J8), una línea hacia la SE Punta Colorada (J4), el transformador ATR1 (JT1) y el CER (JT3). Para la sección N°2 se conecta una línea hacia Caserones (J12), dos líneas hacia la central Guacolda (J10 y J6), una línea hacia el consumo de Agrosuper (J7), una línea hacia Punta Colorada (J3), una línea hacia Cardones (J2) y el transformador ATR2 (JT2).

La barra de 110 [kV] posee una configuración barra seccionada con barra de transferencia. En la sección N°1 se conecta una línea hacia la central Huasco (H3), una línea hacia los consumos de Vallenar (H4), una línea hacia Cardones (H5) y el transformador ATR1 (HT1). Para la sección N°2 se conecta una línea hacia la SE Algarrobo (Pan de Azúcar) (H1), una línea hacia la central Huasco (H2) y el transformador ATR2 (HT2).

La SE Maitencillo consta de dos transformadores de 220/110/13.8 [kV] con una potencia nominal de 90 MVA cada uno.

Figura 7.48: Diagrama unilineal SE Maitencillo Patio 110 [kV].



Además, se consideró las obras futuras de la SE Maitencillo, donde se incorporará la interconexión con la SE Nueva Maitencillo. En esta subestación se espera la inyección del parque eólico Cabo de Leones, el cual se conectará a la sección N°2 de la barra de 220 [kV] de la SE Maitencillo.

7.2.8.2 Análisis de Condiciones Operacionales

A continuación, se presentan los resultados de los flujos de potencia, considerando el caso de máximo flujo por transformadores de 220/110 [kV], considerando un escenario de operación correspondiente a febrero del año 2023, para la condición de demanda alta con ausencia de luz. El objetivo principal de este análisis son las instalaciones de transmisión zonal, en este caso para niveles de tensión de 110 [kV].

7.2.8.2.1 Condición normal (estado pre contingencia)

Los resultados para esta condición son los siguientes:

Tabla 7.57: Flujos pre contingencia.

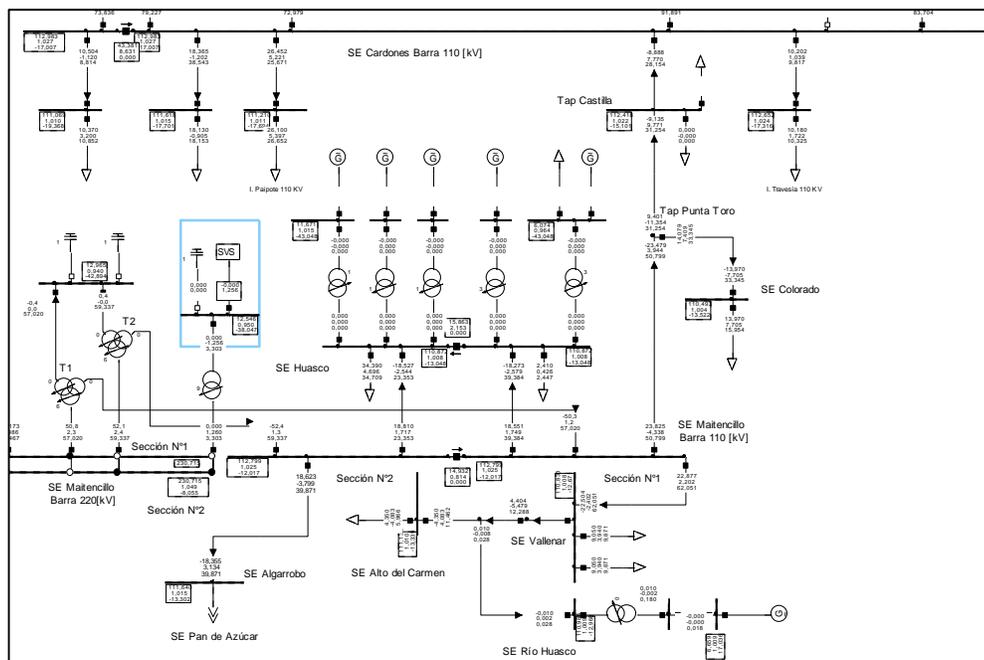
Línea/Transformador	Flujo[MVA]	Cargabilidad (%)
Tap Punta Toro - Tap Castilla 110 [kV]	13,4	31,3
Tap Castilla - Cardones 110 [kV]	11,8	28,2
Huasco - Maitencillo 110 [kV] L1	18,5	39,4
Huasco - Maitencillo 110 [kV]L2	18,7	23,4
Maitencillo - Algarrobo 110 [kV]	19,0	39,9
Maitencillo - Punta Toro 110 [kV]	23,8	50,8
Maitencillo - Vallenar 110 [kV]	23,0	62,1
Tap Punta Toro - Los Colorados 110 [kV]	15,9	33,3
Maitencillo 220/110kV-90MVA T1	50,3	57,0
Maitencillo 220/110kV-90MVA T2	52,4	59,3

Tabla 7.58: Tensiones pre contingencia.

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Maitencillo 220 [kV] - Sección N°1	230,7	1,049
Maitencillo 220 [kV] - Sección N°2	230,7	1,049
Maitencillo 110 [kV] - Sección N°1	112,8	1,025
Maitencillo 110 [kV] - Sección N°2	112,8	1,025
Cardones 110 [kV] - Sección N°1	113,0	1,027
Huasco 110 [kV] - Sección N°1-2	110,9	1,008
SE Colorado 110 [kV]	110,5	1,004
SE Río Huasco 110 [kV]	111,0	1,009
SE Vallenar 110 [kV]	110,8	1,008
SE Algarrobo 110 [kV]	111,6	1,015
Tap Castilla 110 [kV]	112,4	1,022
Tap Punta Toro 110 [kV]	111,6	1,015

La SE Maitencillo y las instalaciones de 110 [kV], no presentan elementos sobrecargados y las tensiones de las barras se encuentran dentro de los rangos normales de operación.

Figura 7.49: Resultados escenario pre contingencia.



7.2.8.2.2 Contingencia en la sección N°1 de la barra de 110[kV].

Los resultados para una contingencia en la sección N°1 de la barra de 110 [kV] de la SE Maitencillo son los siguientes:

Tabla 7.59: Flujos post contingencia en sección N°1, barra 110 [kV].

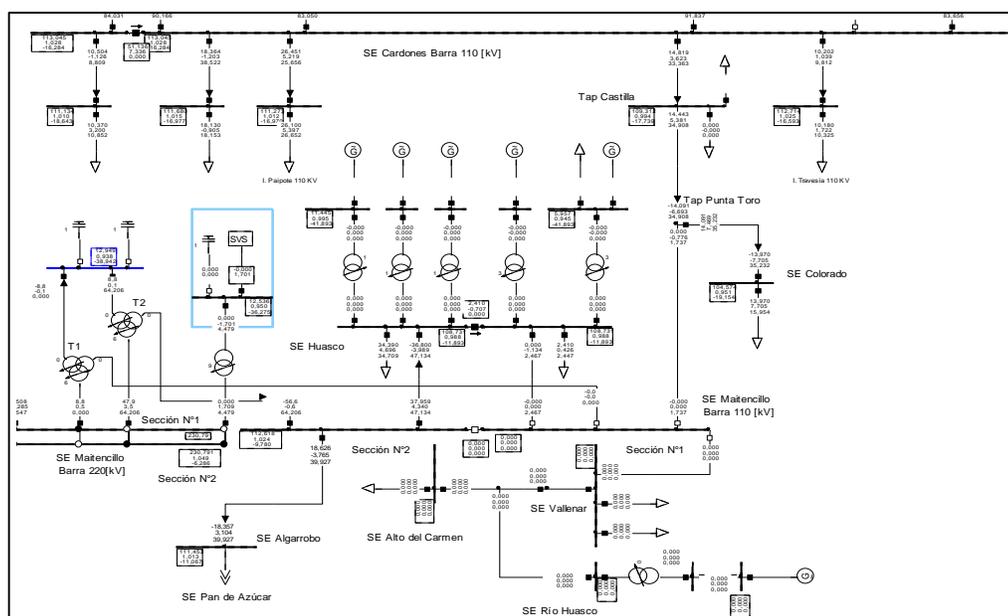
Línea/Transformador	Flujo[MVA]	Cargabilidad (%)
Tap Punta Toro - Tap Castilla 110 [kV]	15,4	34,9
Tap Castilla - Cardones 110 [kV]	15,3	33,4
Huasco - Maitencillo 110 [kV] L1	1,1	2,5
Huasco - Maitencillo 110 [kV]L2	37,0	47,1
Maitencillo - Algarrobo 110 [kV]	19,0	39,9
Maitencillo - Punta Toro 110 [kV]	0,8	1,7
Maitencillo - Vallenar 110 [kV]	0,0	0,0
Tap Punta Toro - Los Colorados 110 [kV]	15,9	35,2
Maitencillo 220/110kV-90MVA T1	0,0	0,0
Maitencillo 220/110kV-90MVA T2	56,6	64,2

Tabla 7.60: Tensiones post contingencia en sección N°1, barra 110 [kV].

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Maitencillo 220 [kV] - Sección N°1	230,8	1,049
Maitencillo 220 [kV] - Sección N°2	230,8	1,049
Maitencillo 110 [kV] - Sección N°1	0,0	0,000
Maitencillo 110 [kV] - Sección N°2	112,6	1,024
Cardones 110 [kV] - Sección N°1	113,0	1,028
Huasco 110 [kV] - Sección N°1-2	108,7	0,988
SE Colorado 110 [kV]	104,6	0,951
SE Río Huasco 110 [kV]	0,0	0,000
SE Vallenar 110 [kV]	0,0	0,000
SE Algarrobo 110 [kV]	111,5	1,013
Tap Castilla 110 [kV]	109,3	0,994
Tap Punta Toro 110 [kV]	105,7	0,961

En esta condición no se presentan elementos sobrecargados, y las tensiones en las barras se encuentran dentro del rango normal. Pero existe propagación de la falla, dado que se pierden los suministros de la SE Vallenar, SE Alto del Carmen y la SE Río Huasco.

Figura 7.50: Resultados post contingencia en sección N°1, barra 110 [kV].



7.2.8.2.3 Contingencia en la sección N°2 de la barra de 110[kV].

Los resultados para una contingencia en la sección N°2 de la barra de 110 [kV] son los siguientes:

Tabla 7.61: Flujos post contingencia en sección N°2, barra 110 [kV].

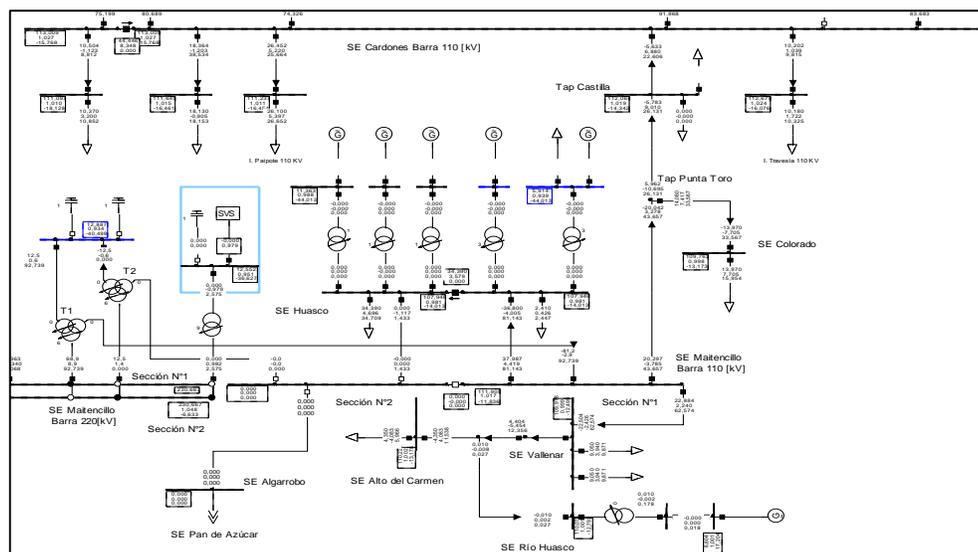
Línea/Transformador	Flujo[MVA]	Cargabilidad (%)
Tap Punta Toro - Tap Castilla 110 [kV]	10,7	26,1
Tap Castilla - Cardones 110 [kV]	8,9	22,6
Huasco - Maitencillo 110 [kV] L1	37,0	81,1
Huasco - Maitencillo 110 [kV]L2	1,1	1,4
Maitencillo - Algarrobo 110 [kV]	0,0	0,0
Maitencillo - Punta Toro 110 [kV]	20,3	43,7
Maitencillo - Vallenar 110 [kV]	23,0	62,6
Tap Punta Toro - Los Colorados 110 [kV]	15,9	33,6
Maitencillo 220/110kV-90MVA T1	81,2	92,7
Maitencillo 220/110kV-90MVA T2	0,0	0,0

Tabla 7.62: Tensiones post contingencia en sección N°2, barra 110 [kV].

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Maitencillo 220 [kV] - Sección N°1	230,7	1,048
Maitencillo 220 [kV] - Sección N°2	230,7	1,048
Maitencillo 110 [kV] - Sección N°1	111,9	1,017
Maitencillo 110 [kV] - Sección N°2	0,0	0,000
Cardones 110 [kV] - Sección N°1	113,0	1,027
Huasco 110 [kV] - Sección N°1-2	107,9	0,981
SE Colorado 110 [kV]	109,8	0,998
SE Río Huasco 110 [kV]	110,1	1,001
SE Vallenar 110 [kV]	109,9	0,999
SE Algarrobo 110 [kV]	0,0	0,000
Tap Castilla 110 [kV]	112,1	1,019
Tap Punta Toro 110 [kV]	110,9	1,008

En esta condición no se presentan elementos sobrecargados, y las tensiones se encuentran dentro del rango normal.

Figura 7.51: Resultados post contingencia en sección N°2, barra 110 [kV].



7.2.8.2.4 Contingencia en transformador T1 SE Maitencillo.

Los resultados para una contingencia en el transformador T1 de la SE Maitencillo son los siguientes:

Tabla 7.63: Flujos post contingencia de transformador T1.

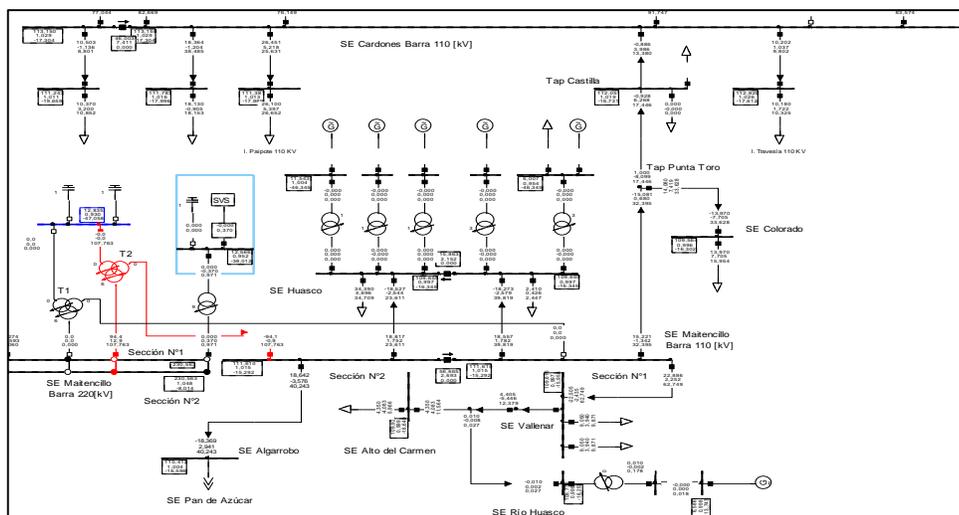
Línea/Transformador	Flujo[MVA]	Cargabilidad (%)
Tap Punta Toro - Tap Castilla 110 [kV]	6,3	17,4
Tap Castilla - Cardones 110 [kV]	4,1	13,4
Huasco - Maitencillo 110 [kV] L1	18,5	39,8
Huasco - Maitencillo 110 [kV]L2	18,7	23,6
Maitencillo - Algarrobo 110 [kV]	19,0	40,2
Maitencillo - Punta Toro 110 [kV]	15,1	32,4
Maitencillo - Vallenar 110 [kV]	23,0	62,7
Tap Punta Toro - Los Colorados 110 [kV]	15,9	33,6
Maitencillo 220/110kV-90MVA T1	0,0	0,0
Maitencillo 220/110kV-90MVA T2	94,1	107,8

Tabla 7.64: Tensiones post contingencia de transformador T1.

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Maitencillo 220 [kV] - Sección N°1	230,6	1,048
Maitencillo 220 [kV] - Sección N°2	230,6	1,048
Maitencillo 110 [kV] - Sección N°1	111,6	1,015
Maitencillo 110 [kV] - Sección N°2	111,6	1,015
Cardones 110 [kV] - Sección N°1	113,2	1,029
Huasco 110 [kV] - Sección N°1-2	109,7	0,997
SE Colorado 110 [kV]	109,6	0,996
SE Río Huasco 110 [kV]	109,8	0,998
SE Vallenar 110 [kV]	109,6	0,997
SE Algarrobo 110 [kV]	110,4	1,004
Tap Castilla 110 [kV]	112,1	1,019
Tap Punta Toro 110 [kV]	110,7	1,006

En esta condición se presenta una sobrecarga en el transformador T2 de un 7,8%, y las tensiones en las barras se encuentran dentro del rango normal.

Figura 7.52: Resultados post contingencia de transformador T1.



7.2.8.2.5 Contingencia en transformador T2 SE Maitencillo.

Los resultados para una contingencia en el transformador T2 de la SE Maitencillo son los siguientes:

Tabla 7.65: Flujos post contingencia de transformador T2.

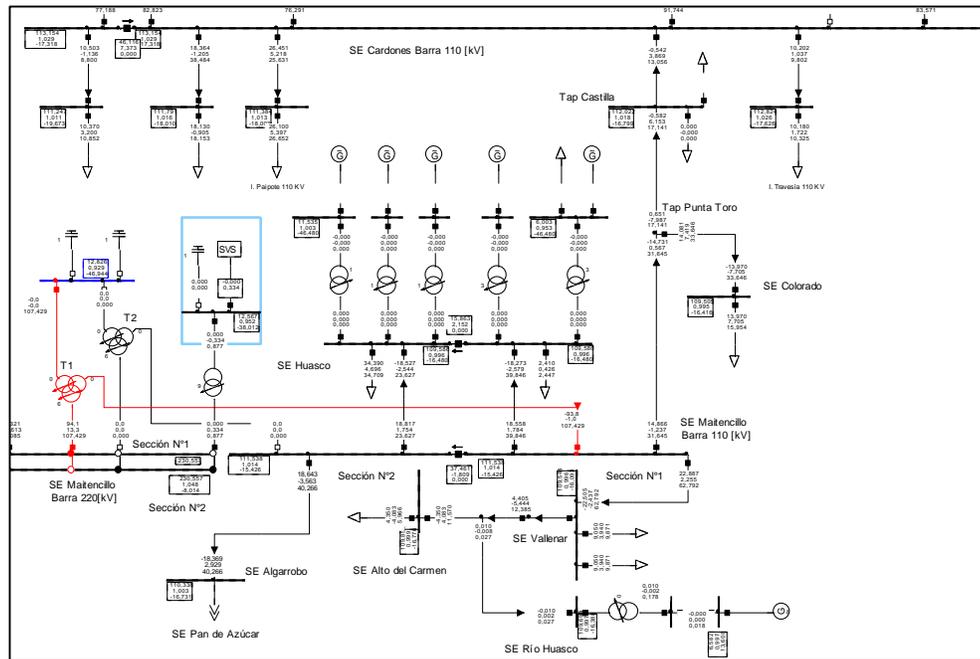
Línea/Transformador	Flujo[MVA]	Cargabilidad (%)
Tap Punta Toro - Tap Castilla 110 [kV]	6,2	17,1
Tap Castilla - Cardones 110 [kV]	3,9	13,1
Huasco - Maitencillo 110 [kV] L1	18,5	39,8
Huasco - Maitencillo 110 [kV]L2	18,7	23,6
Maitencillo - Algarrobo 110 [kV]	19,0	40,3
Maitencillo - Punta Toro 110 [kV]	14,7	31,6
Maitencillo - Vallenar 110 [kV]	23,0	62,8
Tap Punta Toro - Los Colorados 110 [kV]	15,9	33,6
Maitencillo 220/110kV-90MVA T1	93,8	107,4
Maitencillo 220/110kV-90MVA T2	0,0	0,0

Tabla 7.66: Tensiones post contingencia de transformador T2.

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Maitencillo 220 [kV] - Sección N°1	230,6	1,048
Maitencillo 220 [kV] - Sección N°2	230,6	1,048
Maitencillo 110 [kV] - Sección N°1	111,5	1,014
Maitencillo 110 [kV] - Sección N°2	111,5	1,014
Cardones 110 [kV] - Sección N°1	113,2	1,029
Huasco 110 [kV] - Sección N°1-2	109,6	0,996
SE Colorado 110 [kV]	109,5	0,995
SE Río Huasco 110 [kV]	109,7	0,997
SE Vallenar 110 [kV]	109,5	0,996
SE Algarrobo 110 [kV]	110,3	1,003
Tap Castilla 110 [kV]	112,0	1,018
Tap Punta Toro 110 [kV]	110,6	1,006

En esta condición se presenta una sobrecarga en el transformador T1 de un 7,4%, y las tensiones en las barras se encuentran dentro del rango normal.

Figura 7.53: Resultados post contingencia de transformador T2.



7.2.8.3 Resumen de las principales conclusiones del estudio

Para la severidad 9 en la sección N°1 y en la sección N°2 de la barra de 110 [kV], no se detectaron problemas de sobrecargas o tensiones fuera de norma. Pero ante una severidad 9 en la sección N°1 de la barra 110 kV, se produce pérdida de suministro hacia la SE Vallenar. Para evitar esta situación este circuito debería tener una topología de doble interruptor, para así conectarse a la sección de la barra que se encuentra activa post contingencia.

Para la severidad 8 del transformador T1, se presenta sobrecarga en el transformador operativo T2 de un 7,8%. En cambio, para una severidad 8 del transformador T2 se observa una sobrecarga de un 7,4% en el transformador operativo T1. Este resultado corresponde a una condición futura (2023), el que, dados los plazos de construcción involucrados, será analizado en un futuro proceso de planificación.

Para el patio de 110 kV, se recomienda implementar una segunda barra de 110 kV que permita la conexión en esquema de doble interruptor de los paños de transformadores y línea a Vallenar.

7.2.9 SUBESTACIÓN PAN DE AZÚCAR

7.2.9.1 Descripción de la configuración actual de la subestación

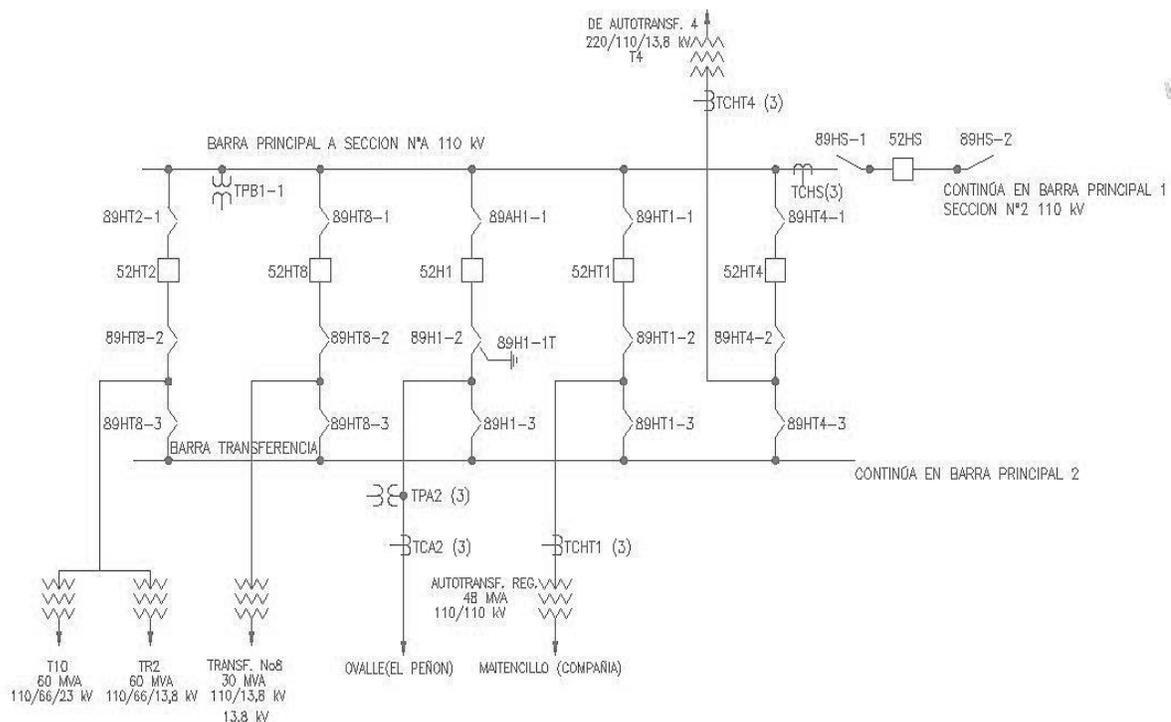
Esta subestación está ubicada en el sistema Coquimbo, donde los consumos de la barra de 110 [kV] se encuentran conectados a la SE Maitencillo.

Para el lado de 220 [kV] se tiene una configuración de doble barra con barra de transferencia. En la sección N°1 se conecta actualmente los transformadores ATR3 y ATR9 (JT3), un circuito proveniente de la SE Punta Colorada (J2), un CCEE1 (JCE5), un CER (JT6), un circuito hacia la SE La Cebada (J4) y una línea hacia la minera Carmen de Andacollo (J7). En la sección N°2 se conecta el transformador ATR4 (JT4), un circuito desde la SE Punta Colorada (J1), un CER (JT5) y un circuito hacia la SE Don Goyo (J3).

En el lado de 110 [kV] posee una configuración de doble barra con barra de transferencia. En la sección N°1 se conecta actualmente los transformadores ATR3 y ATR9 (HT3), el transformador TR7 (HT7) que va hacia los consumos de Vicuña y un circuito que va hacia la SE San Joaquín (H6). Existe actualmente un interruptor H8 el cual se ocupará para un segundo circuito hacia la SE El Peñón. Para la sección N°2 se conecta el transformador TR1 (HT1) que va hacia la SE Las Compañías, el transformador ATR4 (HT4), un circuito hacia la SE El Peñón (H1), un circuito de consumos CT8 (HT8) y los transformadores T10 y TR2 (HT2) que van hacia el circuito de 66 [kV].

La SE Pan de Azúcar consta de tres transformadores de 220/110/13,8 [kV], dos de una potencia de 75 MVA y uno de 90 MVA cada uno. Además, para los niveles de 66 [kV] hay dos transformadores de 110/66/13,8 [kV], con una potencia de 60 MVA cada uno.

Figura 7.54: Diagrama unilineal SE Pan de Azúcar, Patio 110 [kV].



7.2.9.2 Análisis de Condiciones Operacionales

A continuación, se presentan los resultados de los flujos de potencia, considerando el caso de máximo flujo por transformadores de 220/110 [kV], considerando un escenario de operación correspondiente a enero del año 2023, para la condición de demanda alta con ausencia de luz. El objetivo principal de este análisis son las instalaciones de transmisión zonal, en este caso para niveles de tensión de 110 [kV].

7.2.9.2.1 Condición normal (estado pre contingencia)

Los resultados para esta condición son los siguientes:

Tabla 7.67: Flujos pre contingencia.

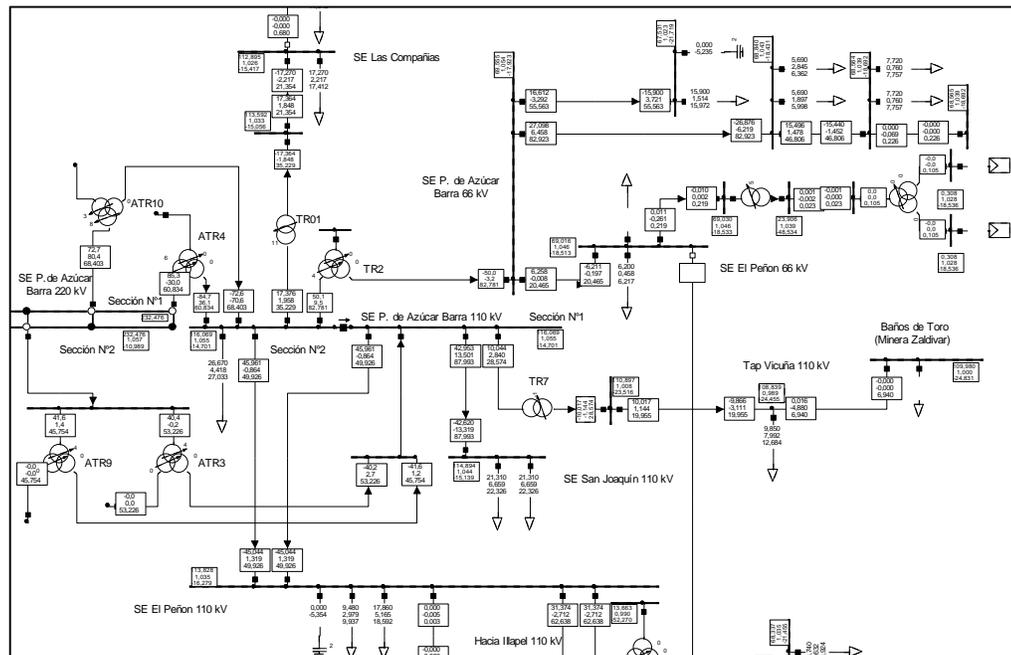
Línea/Transformador	Flujo[MVA]	Cargabilidad (%)
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C1	46,0	49,9
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C2	46,0	49,9
Pan de Azúcar - San Joaquín 110 [kV]	44,7	88,0
Pan de Azúcar - Vicuña 110 [kV]	10,1	20,0
Pan de Azúcar - Las Compañías 110 [kV]	17,4	21,4
P. Azúcar 110/110kV-35MVA TR7	10,1	28,6
P. Azúcar 110/110-48MVA kV TR01	17,5	35,2
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR3	40,3	53,2
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR4	92,1	60,8
P. Azúcar 220/110kV-90MVA ATR9	41,6	45,8
P. Azúcar 220/115/13.8kV-150MVA ATR10	101,2	66,9
P. Azúcar 110/69/13.8kV-40-60MVA TR2	50,1	82,8

Tabla 7.68: Tensiones pre contingencia.

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°1	232,5	1,057
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°2	232,5	1,057
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°1	116,1	1,055
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°2	116,1	1,055
SE El Peñón 110 [kV]	113,8	1,035
SE Las Compañías 110 [kV]	112,9	1,026
SE San Joaquín 110 [kV]	114,9	1,044
Tap Vicuña 110 [kV]	108,8	0,989

La SE Pan de Azúcar y las instalaciones de 110 [kV], no presentan elementos sobrecargados y las tensiones de las barras se encuentran dentro de los rangos normales de operación.

Figura 7.55: Resultados escenario pre contingencia.



7.2.9.2.2 Contingencia en la sección N°1 de la barra de 110[kV].

Los resultados para una contingencia en la sección N°1 de la barra de 110 [kV] de la SE Pan de Azúcar son los siguientes:

Tabla 7.69: Flujos post contingencia en sección N°1, barra 110 [kV].

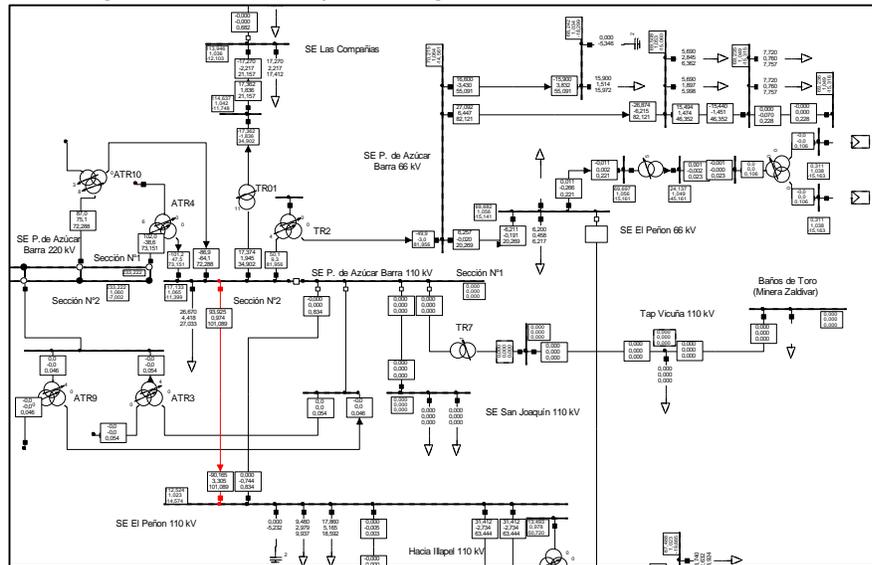
Línea/Transformador	Flujo[MVA]	Cargabilidad (%)
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C1	93,9	101,1
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C2	0,0	0,8
Pan de Azúcar - San Joaquín 110 [kV]	0,0	0,0
Pan de Azúcar - Vicuña 110 [kV]	0,0	0,0
Pan de Azúcar - Las Compañías 110 [kV]	17,4	21,2
P. Azúcar 110/110kV-35MVA TR7	0,0	0,0
P. Azúcar 110/110-48MVA kV TR01	17,5	34,9
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR3	0,0	0,1
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR4	111,8	73,2
P. Azúcar 220/110kV-90MVA ATR9	0,0	0,0
P. Azúcar 220/115/13.8kV-150MVA ATR10	114,9	72,3
P. Azúcar 110/69/13.8kV-40-60MVA TR2	50,0	82,0

Tabla 7.70: Tensiones post contingencia en sección N°1, barra 110 [kV].

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°1	233,2	1,060
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°2	233,2	1,060
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°1	0,0	0,000
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°2	117,1	1,065
SE El Peñón 110 [kV]	112,5	1,023
SE Las Compañías 110 [kV]	113,9	1,036
SE San Joaquín 110 [kV]	0,0	0,000
Tap Vicuña 110 [kV]	0,0	0,000

En esta condición se presenta sobrecargada la línea El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C1 en un 1,1%, y las tensiones en las barras se encuentran dentro del rango normal. Además, existe propagación de la falla y se pierden los suministros de la SE San Joaquín y de Tap Vicuña.

Figura 7.56: Resultados post contingencia en sección N°1, barra 110 [kV].



7.2.9.2.3 Contingencia en la sección N°2 de la barra de 110[kV].

Los resultados para una contingencia en la sección N°2 de la barra de 110 [kV] son los siguientes:

Tabla 7.71: Flujos post contingencia en sección N°2, barra 110 [kV].

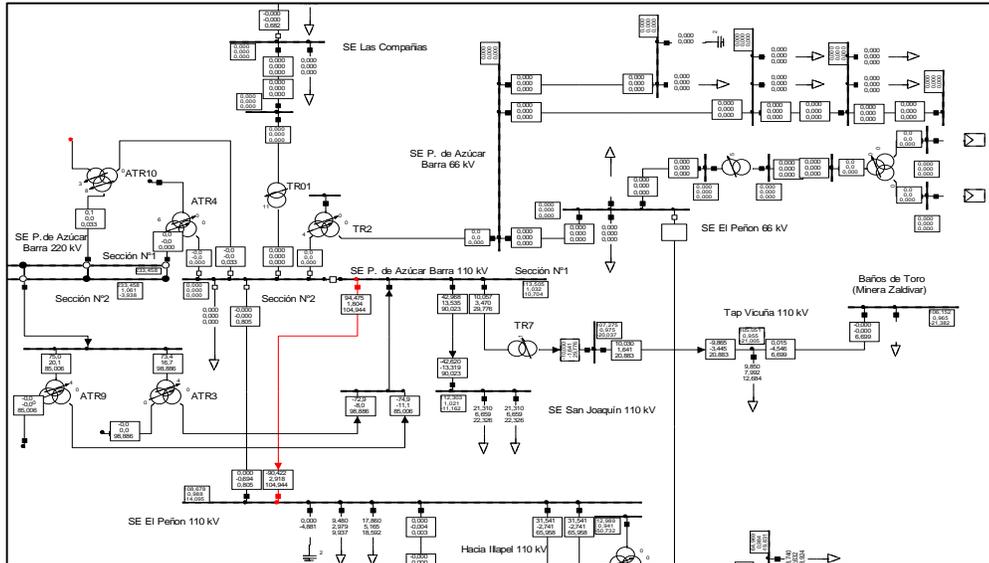
Línea/Transformador	Flujo[MVA]	Cargabilidad (%)
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C1	0,0	0,8
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C2	94,5	104,9
Pan de Azúcar - San Joaquín 110 [kV]	44,7	90,0
Pan de Azúcar - Vicuña 110 [kV]	10,2	20,9
Pan de Azúcar - Las Compañías 110 [kV]	0,0	0,0
P. Azúcar 110/110kV-35MVA TR7	10,2	29,8
P. Azúcar 110/110-48MVA kV TR01	0,0	0,0
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR3	73,4	98,9
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR4	0,0	0,0
P. Azúcar 220/110kV-90MVA ATR9	75,7	85,0
P. Azúcar 220/115/13.8kV-150MVA ATR10	0,0	0,0
P. Azúcar 110/69/13.8kV-40-60MVA TR2	0,0	0,0

Tabla 7.72: Tensiones post contingencia en sección N°2, barra 110 [kV].

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°1	233,5	1,061
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°2	233,5	1,061
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°1	113,5	1,032
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°2	0,0	0,000
SE El Peñón 110 [kV]	108,7	0,988
SE Las Compañías 110 [kV]	0,0	0,000
SE San Joaquín 110 [kV]	112,3	1,021
Tap Vicuña 110 [kV]	105,1	0,955

En esta condición se presenta sobrecargada la línea El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C2 en un 4,9%, y las tensiones en las barras se encuentran dentro del rango normal. Además, existe propagación de la falla y se pierden los suministros de la SE Las Compañías, el consumo de HT y todo el sistema de 66 [kV].

Figura 7.57: Resultados post contingencia en sección N°2, barra 110 [kV].



7.2.9.2.4 Contingencia en transformador ATR3 SE Pan de Azúcar.

Los resultados para una contingencia en el transformador ATR3 de la SE Pan de Azúcar son los siguientes:

Tabla 7.73: Flujos post contingencia de transformador T1.

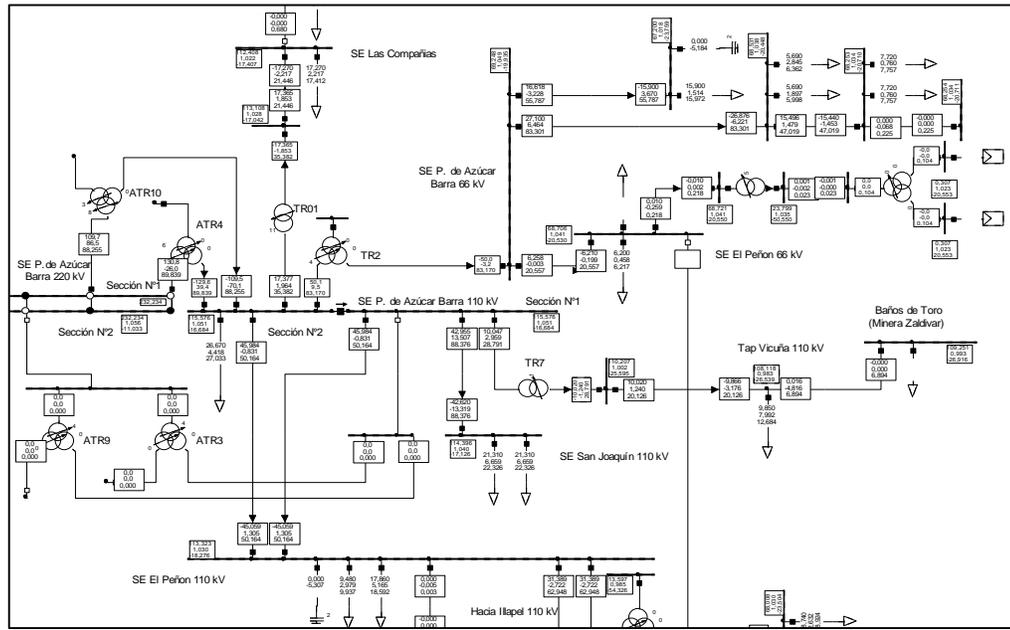
Línea/Transformador	Flujo[MVA]	Cargabilidad (%)
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C1	46,0	50,2
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C2	46,0	50,2
Pan de Azúcar - San Joaquín 110 [kV]	44,7	88,4
Pan de Azúcar - Vicuña 110 [kV]	10,1	20,1
Pan de Azúcar - Las Compañías 110 [kV]	17,4	21,4
P. Azúcar 110/110kV-35MVA TR7	10,1	28,8
P. Azúcar 110/110-48MVA kV TR01	17,5	35,4
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR3	0,0	0,0
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR4	135,4	89,8
P. Azúcar 220/110kV-90MVA ATR9	0,0	0,0
P. Azúcar 220/115/13.8kV-150MVA ATR10	139,7	88,3
P. Azúcar 110/69/13.8kV-40-60MVA TR2	50,1	83,2

Tabla 7.74: Tensiones post contingencia de transformador T1.

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°1	232,2	1,056
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°2	232,2	1,056
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°1	115,6	1,051
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°2	115,6	1,051
SE El Peñón 110 [kV]	113,3	1,030
SE Las Compañías 110 [kV]	112,4	1,022
SE San Joaquín 110 [kV]	114,4	1,040
Tap Vicuña 110 [kV]	108,1	0,983

En esta condición no se presentan elementos sobrecargados, y las tensiones de las barras se encuentran dentro de los rangos normales de operación.

Figura 7.58: Resultados post contingencia de transformador ATR3.

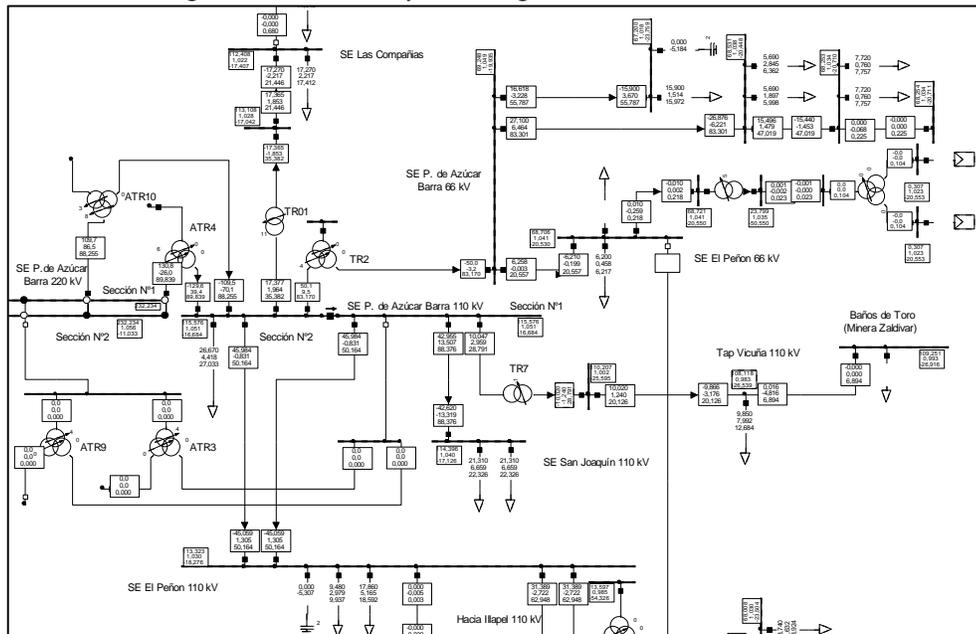


7.2.9.2.5 Contingencia en transformador ATR9 SE Pan de Azúcar.

Los resultados para una contingencia en el transformador ATR9 de la SE Pan de Azúcar son los idénticos a la severidad 8 en el transformador ATR3, esto ocurre debido a que ambos transformadores se desconectan simultáneamente y que comparten los mismos interruptores en ambos extremos.

En esta condición no se presentan elementos sobrecargados, y las tensiones de las barras se encuentran dentro de los rangos normales de operación.

Figura 7.59: Resultados post contingencia de transformador ATR9.



7.2.9.2.6 Contingencia en transformador ATR4 SE Pan de Azúcar.

Los resultados para una contingencia en el transformador ATR4 de la SE Pan de Azúcar son los siguientes:

Tabla 7.75: Flujos post contingencia de transformador ATR4.

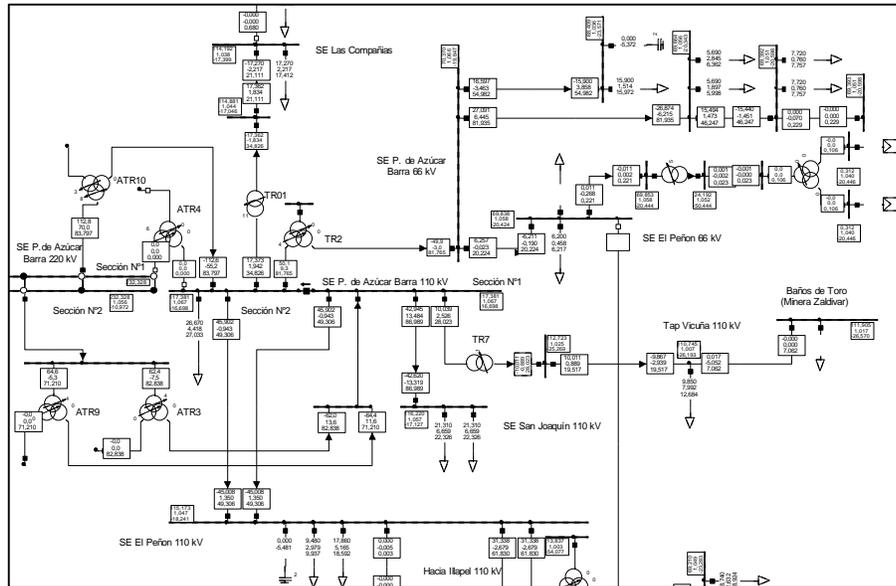
Línea/Transformador	Flujo[MVA]	Cargabilidad (%)
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C1	45,9	49,3
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C2	45,9	49,3
Pan de Azúcar - San Joaquín 110 [kV]	44,7	87,0
Pan de Azúcar - Vicuña 110 [kV]	10,1	19,5
Pan de Azúcar - Las Compañías 110 [kV]	17,4	21,1
P. Azúcar 110/110kV-35MVA TR7	10,1	28,0
P. Azúcar 110/110-48MVA kV TR01	17,5	34,8
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR3	63,5	82,8
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR4	0,0	0,0
P. Azúcar 220/110kV-90MVA ATR9	65,5	71,2
P. Azúcar 220/115/13.8kV-150MVA ATR10	132,7	83,8
P. Azúcar 110/69/13.8kV-40-60MVA TR2	50,0	81,8

Tabla 7.76: Tensiones post contingencia de transformador ATR4.

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°1	232,3	1,056
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°2	232,3	1,056
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°1	117,4	1,067
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°2	117,4	1,067
SE El Peñón 110 [kV]	115,2	1,047
SE Las Compañías 110 [kV]	114,2	1,038
SE San Joaquín 110 [kV]	116,2	1,057
Tap Vicuña 110 [kV]	110,7	1,007

En esta condición no se presentan elementos sobrecargados, y las tensiones de las barras se encuentran dentro de los rangos normales de operación.

Figura 7.60: Resultados post contingencia de transformador ATR4.



7.2.9.2.7 Contingencia en transformador ATR10 SE Pan de Azúcar.

Los resultados para una contingencia en el transformador ATR10 de la SE Pan de Azúcar son los siguientes:

Tabla 7.77: Flujos post contingencia de transformador ATR10.

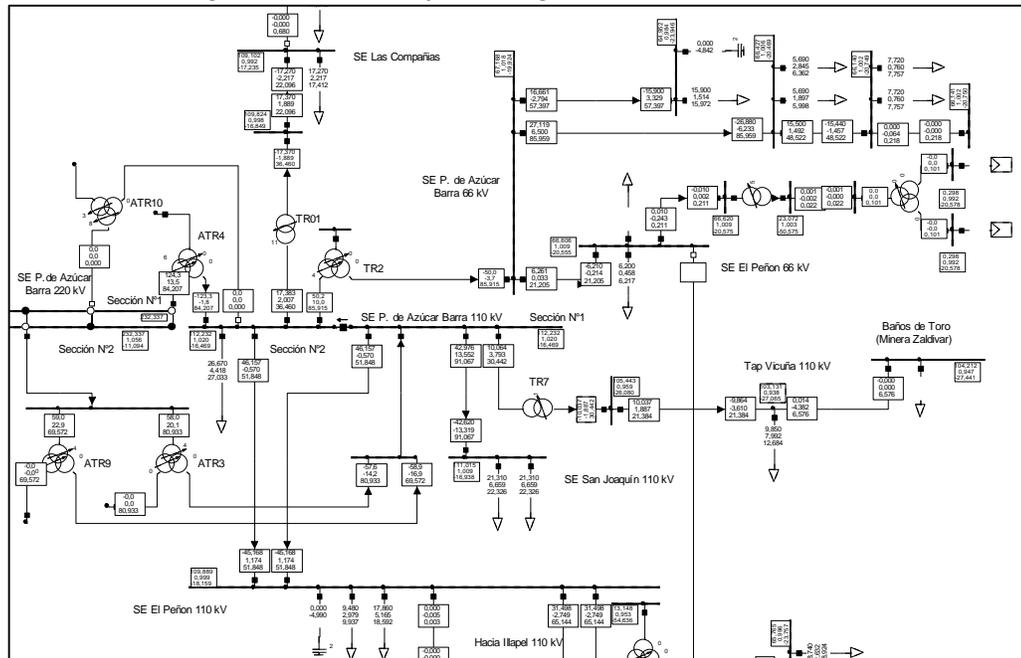
Línea/Transformador	Flujo[MVA]	Cargabilidad (%)
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C1	46,2	51,8
El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C2	46,2	51,8
Pan de Azúcar - San Joaquín 110 [kV]	44,7	91,1
Pan de Azúcar - Vicuña 110 [kV]	10,2	21,4
Pan de Azúcar - Las Compañías 110 [kV]	17,4	22,1
P. Azúcar 110/110kV-35MVA TR7	10,2	30,4
P. Azúcar 110/110-48MVA kV TR01	17,5	36,5
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR3	59,4	80,9
P. Azúcar 220/110kV-75MVA ATR4	123,3	84,2
P. Azúcar 220/110kV-90MVA ATR9	61,2	69,6
P. Azúcar 220/115/13.8kV-150MVA ATR10	0,0	0,0
P. Azúcar 110/69/13.8kV-40-60MVA TR2	50,2	85,9

Tabla 7.78: Tensiones post contingencia de transformador ATR10.

Barras	Tensión en [kV]	Tensión en p.u.
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°1	232,3	1,056
Pan de Azúcar 220 [kV] - Sección N°2	232,3	1,056
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°1	112,2	1,020
Pan de Azúcar 110 [kV] - Sección N°2	112,2	1,020
SE El Peñón 110 [kV]	109,9	0,999
SE Las Compañías 110 [kV]	109,1	0,992
SE San Joaquín 110 [kV]	111,0	1,009
Tap Vicuña 110 [kV]	103,1	0,938

En esta condición no se presentan elementos sobrecargados, y las tensiones de las barras se encuentran dentro de los rangos normales de operación.

Figura 7.61: Resultados post contingencia de transformador ATR10



7.2.9.3 Resumen de las principales conclusiones del estudio

Para la severidad 9 en la sección N°1 se detectó una sobrecarga en la línea El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C1 de un 1,1%. Además, se pierden los suministros de la SE San Joaquín y de Tap Vicuña. Para la severidad 9 en la sección N°2 de la barra de 110 [kV], se detectó una sobrecarga en la línea El Peñón - Pan de Azúcar 110 [kV] C2 de un 4,9 %. Además, se pierden los consumos de la SE Las Compañías, el consumo asociado a HT8 y todo el sistema de 66 [kV]. Todo esto genera propagación de la falla y pérdida de suministro.

Para la severidad 8 no se presentan problemas debido a la redundancia de equipos de transformación.

Como solución a los problemas del patio de 110 kV de la subestación, se recomienda implementar la barra de transferencia del patio de 110 [kV] como una segunda barra de este mismo patio, utilizando una configuración de doble interruptor para todos los paños del patio de 110 kV.

8. VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Un elemento importante dentro de la evaluación económica de las obras propuestas para levantar las restricciones observadas en el sistema de transmisión, corresponde al diseño y valorización de dichas obras. Para efectos del presente ejercicio de planificación, y como una forma de representar de la mejor forma posible los costos en los que deberán incluir los agentes privados, se desarrolla la ingeniería conceptual para cada obra analizada, utilizando criterios de diseño generales, información actualizada de cada instalación y topografía referencial.

De acuerdo con lo indicado en las secciones anteriores, el plan de obras de transmisión propuesto para el Sistema de Transmisión Nacional, considera las obras nuevas y ampliaciones que se detallan a continuación:

Plan de obras para el Sistema Transmisión Nacional:

- 1) Nueva S/E Seccionadora Nueva Taltal 500/220 kV y nueva línea 2x220 kV Paposo – Nueva Taltal
- 2) Nuevo banco de transformadores 500/220 kV, 750 MVA en subestación Nueva Charrúa.
- 3) Nueva S/E Seccionadora Nueva Mulchén, Nueva S/E Seccionadora Nueva Cautín, Nueva línea Nueva Charrúa – Nueva Mulchén – Nueva Cautín – Ciruelos, 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV y las respectivas líneas de enlace Mulchén – Nueva Mulchén 2x220 kV y Cautín – Nueva Cautín 2x220 kV.

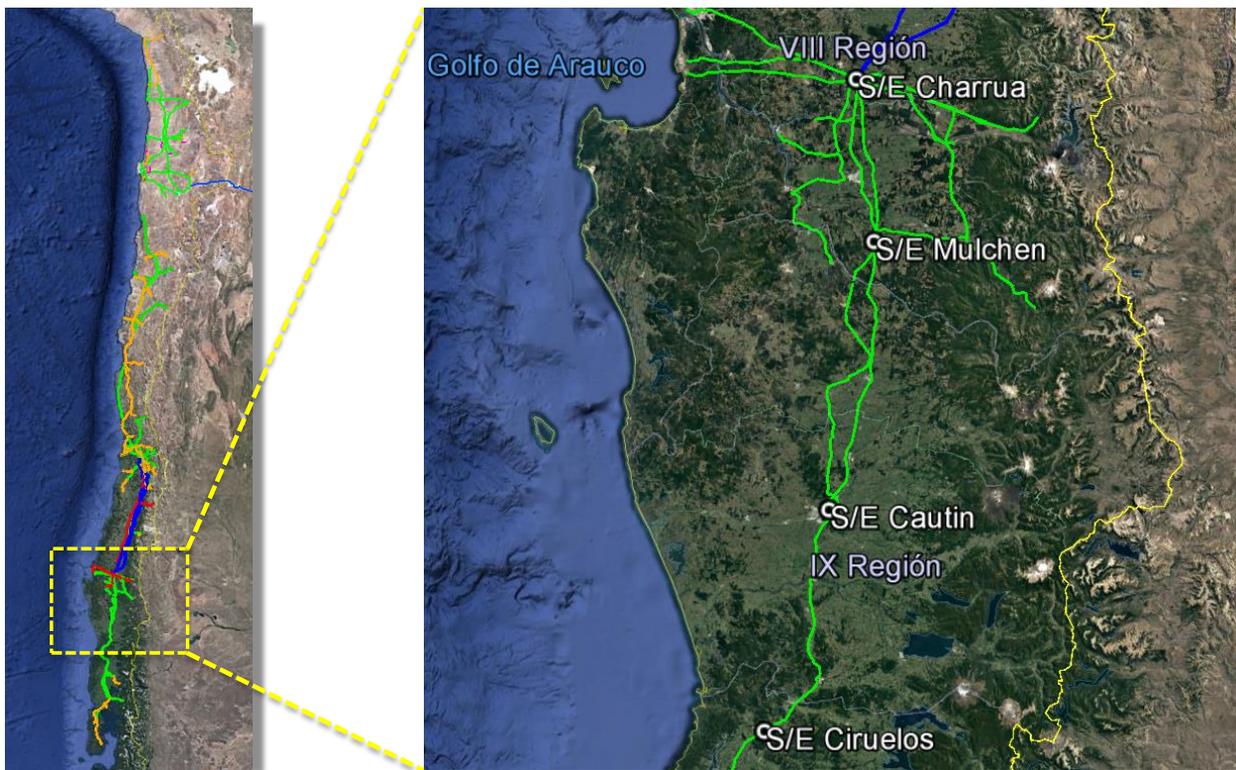
En las siguientes secciones se presenta un resumen de los proyectos, que incluyendo una descripción, la ubicación geográfica, el presupuesto estimado y un cronograma estimado de ejecución. Este resumen pretende dar una visión general de cada obra, incluyendo los detalles más importantes que permitan definir de mejor manera las obras a incluir en los Decretos de Expansión respectivos. Así como en las futuras bases técnicas, según corresponda.

8.1 NUEVA LÍNEA NUEVA CHARRÚA – NUEVA MULCHÉN – NUEVA CAUTÍN – CIRUELOS, 2X500 KV, 2X1700 MVA, ENERGIZADA EN 220 KV

8.1.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se ubica entre las subestaciones Nueva Charrúa y Ciruelos, extendiéndose entre la VIII Región del Bio Bio, comuna de Cabrero y la IX Región de la Araucanía.

Figura 8.1: Proyecto Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, Energizada en 220 kV, Nueva Charrúa – Nueva Mulchén – Nueva Cautín - Ciruelos.



8.1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto considera que, para liberar las transferencias en este tramo de la zona sur, se requiere construir una línea 2x500 kV, energizada en primera instancia en 220 kV, entre las SS/EE Nueva Charrúa y Ciruelos, con seccionamientos en las SS/EE Nueva Mulchén y Nueva Cautín. En atención a la congestión de paños existente en subestación Charrúa, además de sus niveles de cortocircuito, se recomienda que la línea se conecte a la S/E Nueva Charrúa (Entre ríos). Dado que esta subestación tiene barras aire pero paños GIS, la ampliación considerará el mismo tipo de tecnología.

Adicionalmente, en vista que la S/E Mulchén no dispone de los espacios necesarios para un patio de 500 kV, se propone la construcción de una nueva subestación cercana a la actual S/E Mulchén, que permitirá por un lado desarrollar el sistema de 500 kV hacia el sur, además de entregar un punto de conexión a los proyectos en desarrollo en la zona. Cabe destacar que esta nueva subestación se propone en configuración interruptor y medio cumpliendo con ello las exigencias normativas.

Para el seccionamiento en la zona de Cautín, debido a las interferencias con comunidades presentes en la S/E Cautín, se propone una nueva subestación en configuración interruptor y medio.

Para interconectar las subestaciones Nueva Mulchén y Mulchén, se recomienda una línea de enlace de doble circuito en nivel de tensión 220 kV, con una capacidad de transmisión que en su diseño considere como límite de sobrecarga admisible la potencia máxima de sobrecarga de un banco de autotransformadores 500/220 kV – 750 MVA. En todos los casos, esta potencia no podrá ser menor a 2x970 MVA.

Para el diseño de las líneas se debe considerar una temperatura ambiente de al menos 35 °C.

8.1.3 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

El proyecto consiste en:

- ✓ Ampliar la S/E Nueva Charrúa, instalando 2 medias diagonales GIS junto a todo el equipamiento necesario para su operación.
- ✓ Construcción de una nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, de aproximadamente 83 km, que conecte las subestaciones Nueva Charrúa y Nueva Mulchén. La capacidad de transmisión solicitada debe cumplirse a una temperatura ambiente de 35 °C.
- ✓ Construcción de una Subestación Nueva Mulchén, en configuración interruptor y medio, con dos diagonales completamente equipadas. Sin perjuicio de lo anterior, la subestación deberá tener terreno para en el futuro, construir 7 nuevas diagonales.
- ✓ Construcción de una nueva línea 2x220 kV, 2x875 MVA (con sobrecarga admisible de 2x970 MVA), que enlace la nueva subestación Mulchén con la existente.
- ✓ Ampliación de S/E Mulchén en la configuración doble barra y barra de transferencia, siguiendo el estándar de diseño de la subestación, para instalar los paños de la línea de enlace.
- ✓ Construcción de una nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, de aproximadamente 136 km entre la S/E Nueva Mulchén y Nueva Cautín.
- ✓ Construcción de S/E Nueva Cautín.
- ✓ Construcción de nuevas líneas 2x220 kV para seccionamiento en S/E Nueva Cautín de tramo Mulchén-Cautín.
- ✓ Construcción de una nueva línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, de aproximadamente 115 km entre Nueva Cautín y Ciruelos.
- ✓ Ampliación S/E Ciruelos.

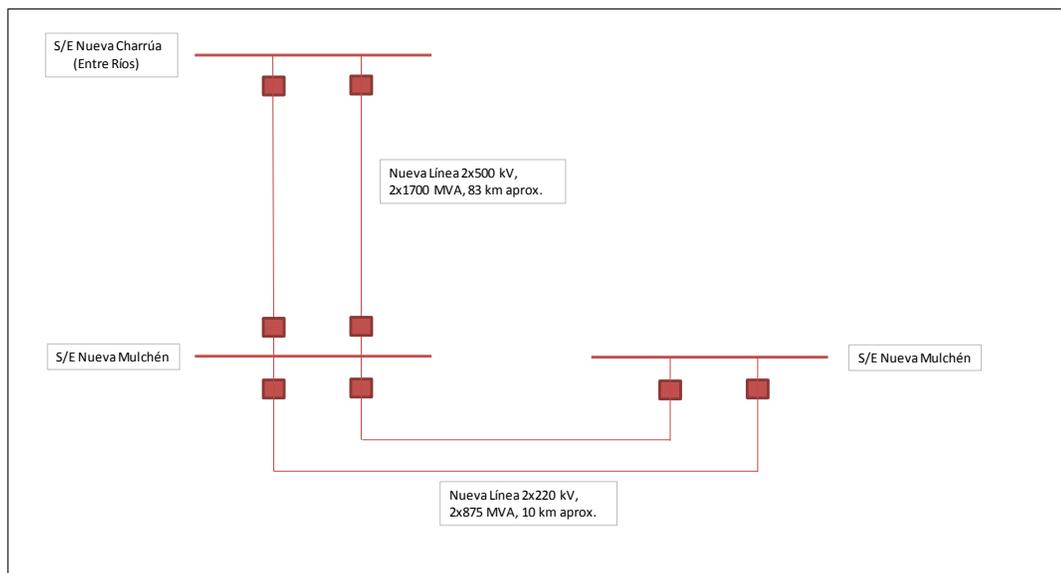
El proyecto global puede dividirse en los siguientes tramos:

- Tramo 1. Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV, Charrúa – Nueva Mulchén.
- Tramo 2. Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV, Nueva Mulchén – Nueva Cautín.
- Tramo 3. Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV, Nueva Cautín – Ciruelos.

8.1.3.1 . Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV, Nueva Charrúa - Nueva Mulchén.

El proyecto propuesto se muestra a modo de diagrama unilíneal en la siguiente figura:

Figura 8.2 Esquema Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV, Nueva Charrúa - Nueva Mulchén.



Considera:

- Ampliación en S/E Nueva Charrúa
- Nueva Línea Nueva Charrúa – Nueva Mulchén 2x500 kV
- S/E Nueva Mulchén
- Línea de enlace Nueva Mulchén – Mulchén
- Ampliación S/E Mulchén

8.1.3.1.1 Valor de inversión

El presupuesto estimado según el detalle de la siguiente tabla es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

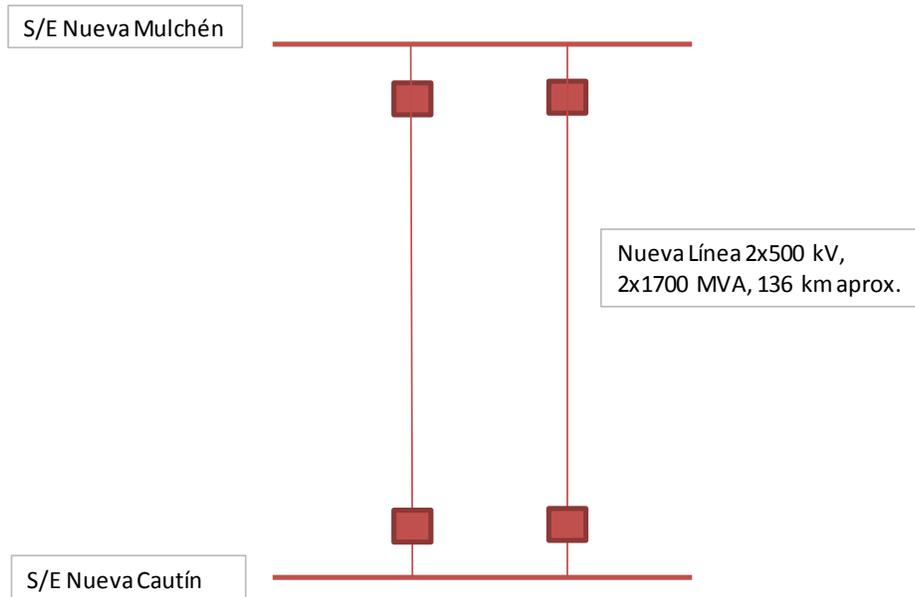
Tabla 8.1: Presupuesto estimado Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV, Nueva Charrúa - Nueva Mulchén

Descripción	Valor de Inversión miles de (USD)
Ampliación S/E Nueva Charrúa (Entre Ríos)	6.780
Línea Nueva Charrúa – Nueva Mulchén (2x500 kV, 2x1700 MVA, 83 km)	75.771
S/E Nueva Mulchén (2 diagonales interruptor y medio)	12.545
Línea Nueva Mulchén – Mulchén (2x220 kV, 2x875 MVA, 10 km)	7.818
Ampliación S/E Mulchén	4.923
TOTAL	107.836

8.1.3.2 . Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV, Nueva Mulchén – Nueva Cautín.

El proyecto propuesto se muestra a modo de diagrama unilineal en la siguiente figura:

Figura 8.3 Esquema Nueva Línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV, Nueva Mulchén – Nueva Cautín.



Considera:

- Paños de línea en S/E Nueva Mulchén
- Nueva Línea Nueva Mulchén – Nueva Cautín 2x500 kV
- Paños de línea en S/E Nueva Cautín

8.1.3.2.1 Valor de inversión

El presupuesto estimado según el detalle de la siguiente tabla es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

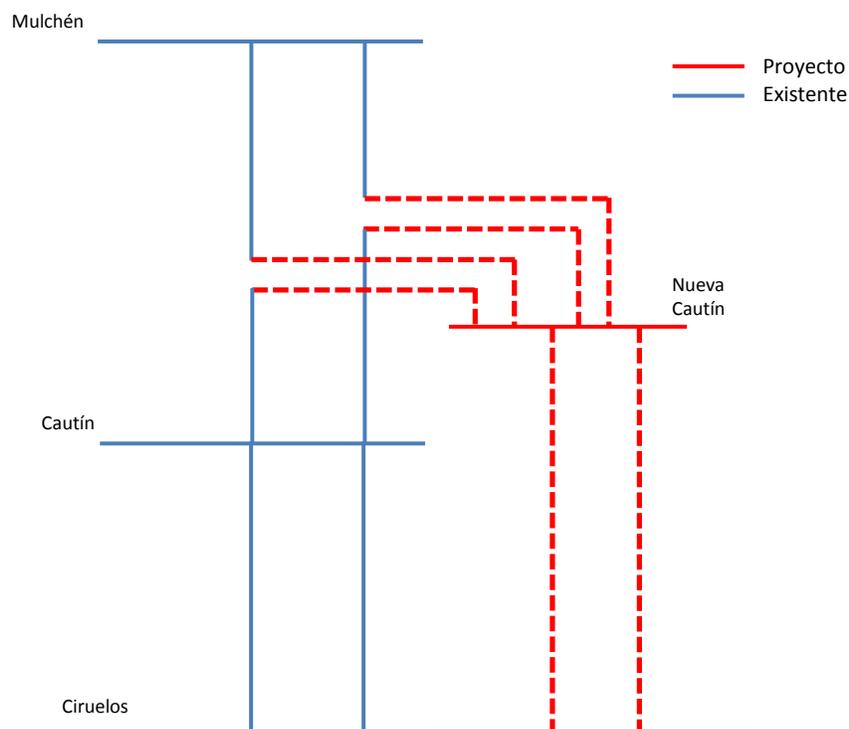
Tabla 8.2: Presupuesto estimado línea 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV Nueva Mulchén – Nueva Cautín.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL Miles de USD
1	TOTAL COSTO DIRECTO	102.986
1.1	Ingeniería	1.373
1.2	Suministro	44.094
1.3	Montaje	32.863
1.4	Transporte + aduana	1.374
1.5	Gestión medioambiental	1.127
1.6	Servidumbre	21.914
1.7	Concesión eléctrica	241
2	TOTAL COSTO INDIRECTO	5.719
2.1	Dirección de obra	2.700
2.2	Gastos generales y seguros	1.313
2.3	Inspección técnica de obra	1.706
3	SUBTOTAL DEL CONTRATO	108.705
4	Utilidades del contratista	19.242
5	Contingencias	6.097
6	Intereses intercalarios	6.926
	COSTO TOTAL PROYECTO	140.970

8.1.3.3 Nueva Línea Nueva Cautín – Ciruelos 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV.

El proyecto propuesto se muestra a modo de diagrama unilineal en la siguiente figura:

Figura 8.4 Esquema 1.1.3.3 Nueva Línea Nueva Cautín – Ciruelos 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV.



Considera:

- Construcción de S/E Nueva Cautín
- Líneas para seccionamiento en S/E Nueva Cautín de tramo Mulchén-Cautín
- Línea Nueva Cautín – Ciruelos 2x500 kV
- Ampliación en Subestación Ciruelos 220 kV

8.1.3.3.1 Valor de inversión

El presupuesto estimado según el detalle de la siguiente tabla es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 8.3: Presupuesto estimado 1.1.3.3 Nueva Línea Nueva Cautín – Ciruelos 2x500 kV, 2x1700 MVA, energizada en 220 kV.

OBRA	VI (USD)
Valor Inversión Línea de Transmisión	109.732
Valor Inversión Nueva S/E Cautín	18.799
Valor Inversión Línea para seccionamiento en Nueva Cautín tramo Mulchén-Cautín 2x220 kV	12.182
Valor Inversión Ampliación S/E Ciruelos	6.578
VI Total (USD)	147.290

8.1.4 PLAZOS

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 72 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación.

Tabla 8.4: Cronograma general de ejecución proyecto S/E Charrúa

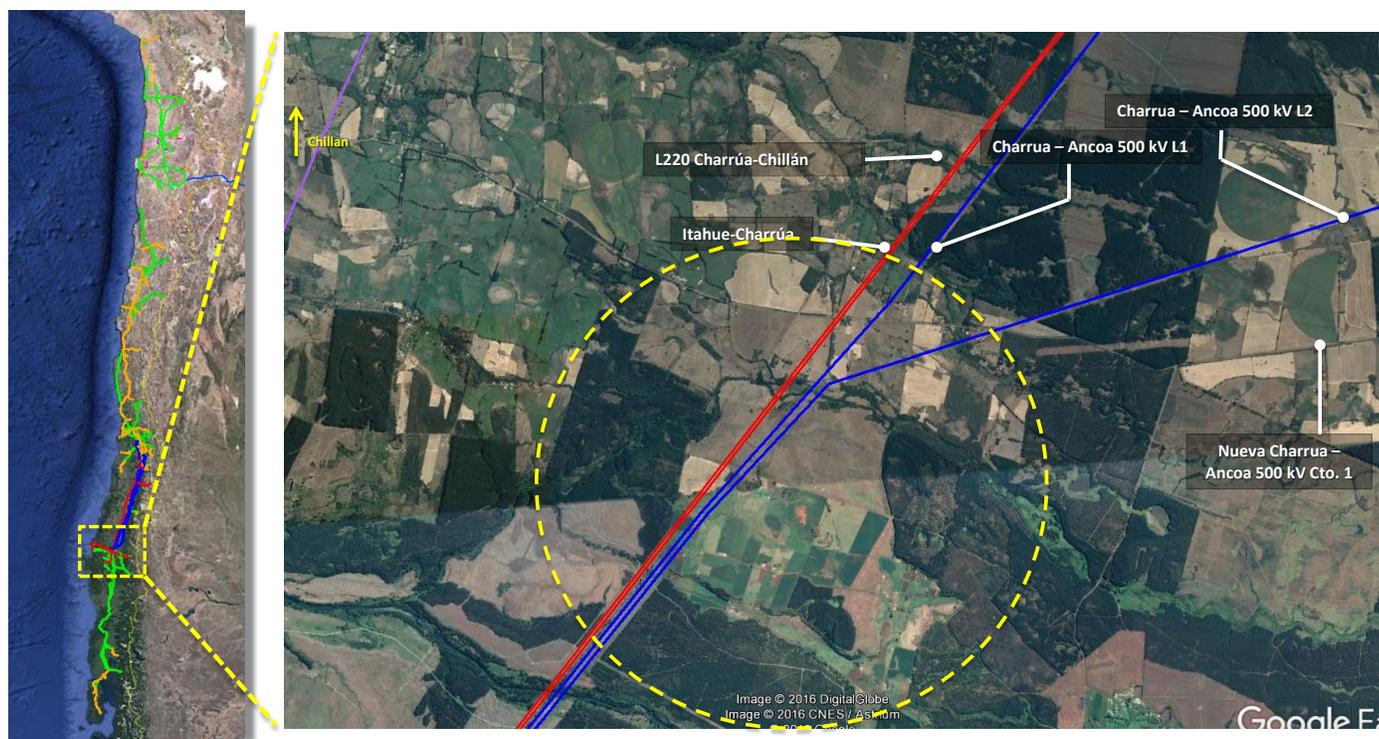
ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2				AÑO 3				AÑO 4				AÑO 5				AÑO 6			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■																						
2	Ingeniería Básica			■	■	■	■																		
3	Permisos y Tramitación DIA / EIA /Comunidades					■	■	■	■																
4	Suministros						■	■	■	■	■	■	■												
5	Construcción									■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
6	Puesta en Servicio y entrada en operación																								■

8.2 PROYECTO NUEVO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 500/200 KV – 750 MVA EN S/E NUEVA CHARRÚA

8.2.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación Charrua se ubica aproximadamente a 160 m.s.n.m, en la VIII Región del Bio Bio, comuna de Cabrero y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 738213 Este, 5891788 Norte.

Figura 8.5: Ubicación de Subestación Nueva Charrúa.



8.2.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

En atención a los espacios disponibles en S/E Charrúa y a sus niveles de cortocircuito, se recomienda instalar el nuevo banco de autotransformadores requerido en la S/E Nueva Charrúa (Entre ríos). Este banco de autotransformadores tendrá una potencia de 750 MVA, en la segunda etapa de refrigeración. El banco deberá tener terciario para asegurar las corrientes de secuencia 0, asegurando la estabilización del neutro. El terciario deberá tener un nivel de tensión de 66 kV.

Adicionalmente, el banco deberá contar con un autotransformador de reserva y un sistema de cambio rápido automatizado para reducir los tiempos de pérdida de suministro en el cambio de uno de los autotransformadores monofásicos.

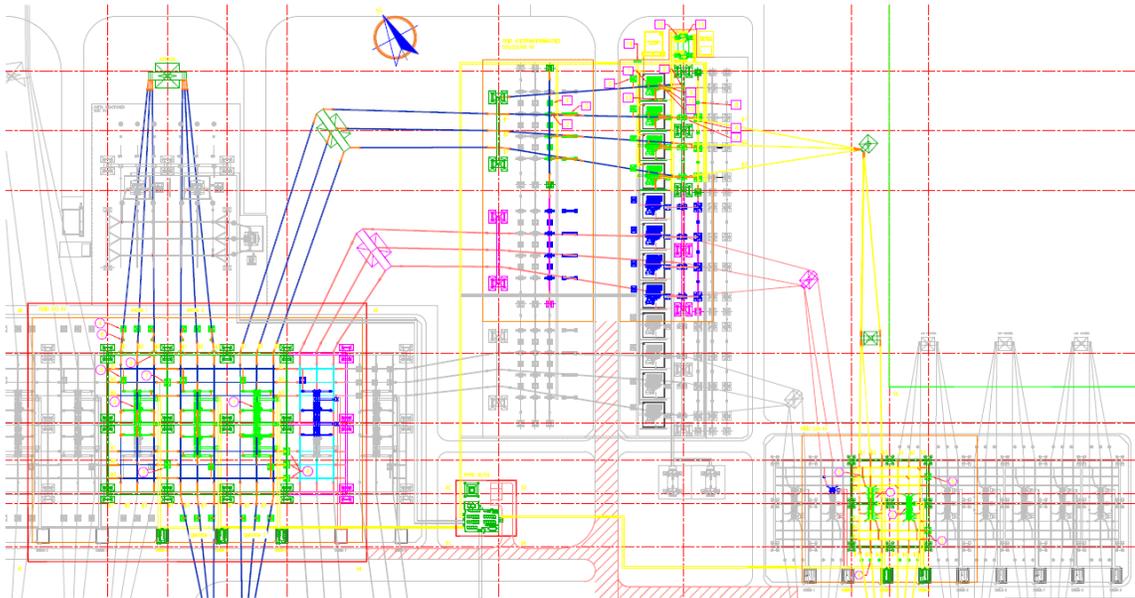
El proyecto consiste en:

- Instalar media diagonal GIS 500 kV, además de la caseta de control de paño.
- Instalar banco de 4 autotransformadores 500/220 kV – 250 MVA c/u (1 de reserva), con terciario en 66 kV y los equipos necesarios para cambio rápido. Cada unidad deberá estar separada mediante muros cortafuego.

- Completar una diagonal mediante un interruptor GIS. Se propone completar una de las diagonales utilizada por uno de los dos circuitos de la Nueva Línea Nueva Charrúa – Nueva Mulchén, 2x500 kV energizada en 220 kV e instalar los tableros de control, comunicación, protecciones, etc. requeridos para este paño.

La siguiente figura muestra el diagrama unilineal simplificado de la subestación, considerando la propuesta de proyecto, de acuerdo con lo indicado anteriormente:

Figura 8.6: Disposición de Equipos Patio 220 kV – S/E Nueva Charrúa.



8.2.3 EQUIPOS PRINCIPALES Y PRESUPUESTO

En la siguiente tabla se presentan los equipos principales para la realización de este proyecto.

Tabla 8.5: Equipos principales S/E Nueva Charrúa

Equipo	Cantidad	Observación
Media diagonal GIS configuración interruptor y medio, con capacidad de completar la diagonal 500 kV	2	Proyectado
Deconector pantógrafo vertical 500 kV	4	Proyectado
Desconector pantógrafo horizontal 500 kV	4	Proyectado
Aislador de pedestal 500 kV	7	Proyectado
Equipamiento en caseta de control de paño 500 kV	1	Proyectado
Autotransformador 500/220/66 kV – 250 MVA	4	Proyectado
Desconector monopolar de apertura central 220 kV	4	Proyectado
Paño GIS 220 kV (1/3 de diagonal interruptor y medio)	1	Proyectado
Aislador de pedestal 220 kV	1	Proyectado
Caseta control/protecciones/comunicación	2	Proyectado
Equipamiento global 66 kV	1	Proyectado

El presupuesto estimado según el detalle de la siguiente tabla es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 8.6: Presupuesto estimado S/E Nueva Charrúa

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	19.540
1.1	Ingeniería	240
1.2	Instalación de faenas	80
1.3	Suministro, Obras Civiles	16.170
1.4	Gestión medioambiental	64
1.5	Servidumbre	0
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	2801
2.1	Dirección de obra	277
2.2	Gastos generales y seguros	2.178
2.3	Inspección técnica de obra	346
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	22.341
4	Utilidades del contratista	2.016
5	Contingencias	1.411
6	Intereses Intercalarios	564
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	26.333

8.2.4 CRONOGRAMA

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación.

Tabla 8.7: Cronograma general de ejecución proyecto S/E Nueva Charrúa

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1			AÑO 2				AÑO 3				AÑO 4					
		1	2	3	1	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■															
2	Ingeniería			■	■	■												
3	Permisos y Tramitación DIA / EIA /Comunidades				■	■												
4	Suministros					■	■	■	■	■	■	■	■	■				
5	Construcción										■	■	■	■	■	■		
6	Puesta en Servicio y entrada en operación																	■

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes al inicio de la licitación.

8.3 NUEVA SUBESTACIÓN TALTAL 500 KV Y ENLACES EN 220 KV

La nueva subestación y sus enlaces, es una obra que permitirá la conexión de futuros proyectos de generación ERNC ubicados en la zona, como también levantará las limitaciones de transmisión de la línea Paposo – Diego de Almagro 2x220 kV. Esta limitación de transmisión tiene un alto impacto económico en la operación del sistema, provocando vertimiento de energía de bajo costo, producida por las centrales ERNC.

8.3.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación Nueva Taltal se ubicará en medio del desierto de Atacama en la II Región de Antofagasta, comuna de Taltal cercano a la Ruta 5, aproximadamente a 2.000 m.s.n.m y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 408341E, 7231306N.

Figura 8.7: Área del proyecto SE Nueva Taltal.

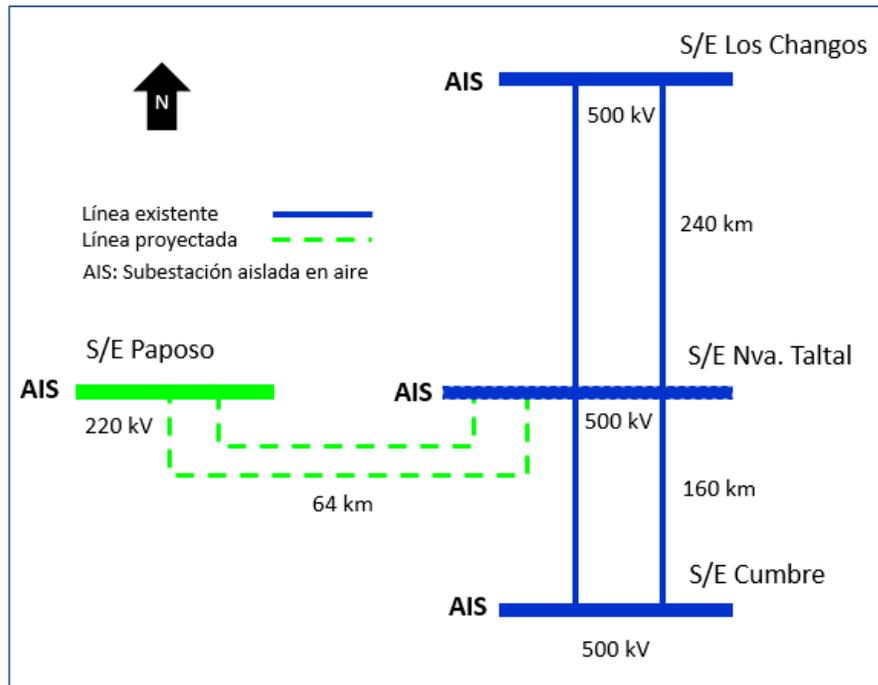


8.3.2 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Las nuevas obras, ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión Nacional en 500 kV se presentan a continuación.

- a) Ampliación de la subestación Paposo, mediante el cambio de configuración de sus paños incluyendo una nueva barra principal y nuevos equipos para pasar de una configuración de barra simple a doble barra con doble interruptor.
- b) S/E Nueva Taltal 500/220 kV, es una subestación seccionadora de los circuitos de la línea Los Changos – Cumbre 2x500 kV. Esta nueva instalación incluye 2 bancos de autotransformadores y un patio de 220 kV para la conexión de la nueva línea Paposo – Nueva Taltal 2x220 kV, además considera espacios futuros para nuevos proyectos de demanda, generación y transmisión.

Figura 8.8: Esquema unilineal S/E Nueva Taltal 500 kV y enlaces 220 kV



- c) Modificación de la línea de 500 kV.
 - a. Línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre, se transforma en Los Changos – Nueva Taltal y Nueva Taltal – Cumbre.
- d) Enlaces en 220 kV.
 - a. Línea 2x220 kV Nueva Taltal – Paposo se considera con una capacidad de 500 MVA por circuito.

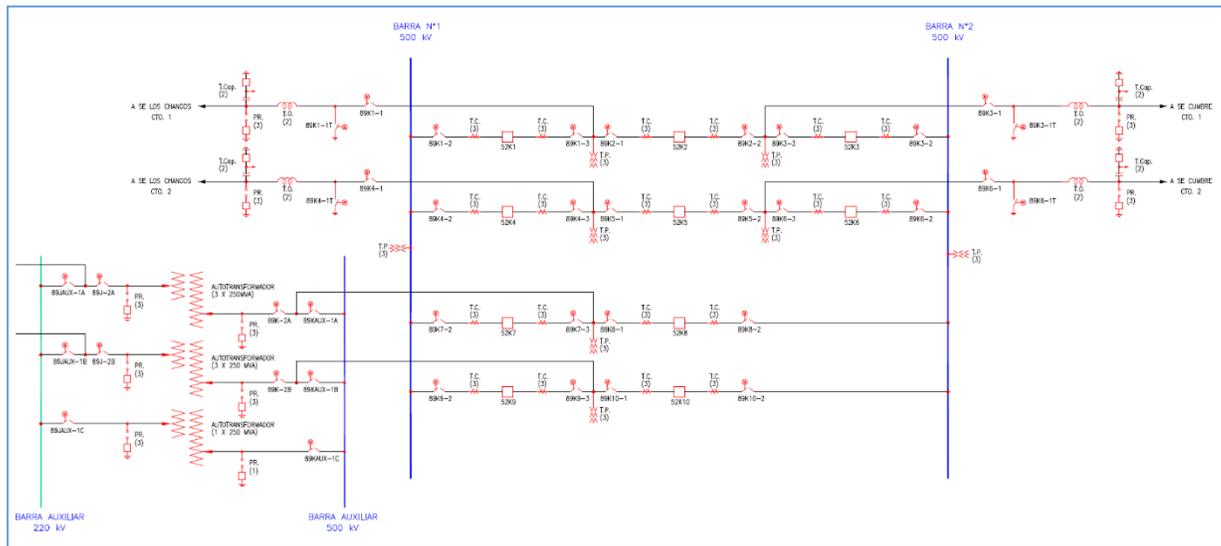
8.3.3 CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

En el sistema de transmisión nacional, las nuevas instalaciones de 500 kV se identifican principalmente con una configuración de doble barra con interruptor y medio, la cual presenta las siguientes ventajas:

- a) Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barra sin suspender el servicio.
- b) Una falla en barra no interrumpe el servicio a ningún circuito.
- c) Presenta un alto índice de confiabilidad y seguridad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y las barras.

Para este proyecto la elección de la configuración de barras que ha sido definida es una configuración de doble barra con interruptor y medio para 500 kV. Una de las razones para elegir esta configuración de barras, es la necesidad de mantener cada circuito en servicio aún durante el mantenimiento de un interruptor, tal como lo exige el Artículo 3-24 de la NTSyCS para instalaciones sobre los 200 kV.

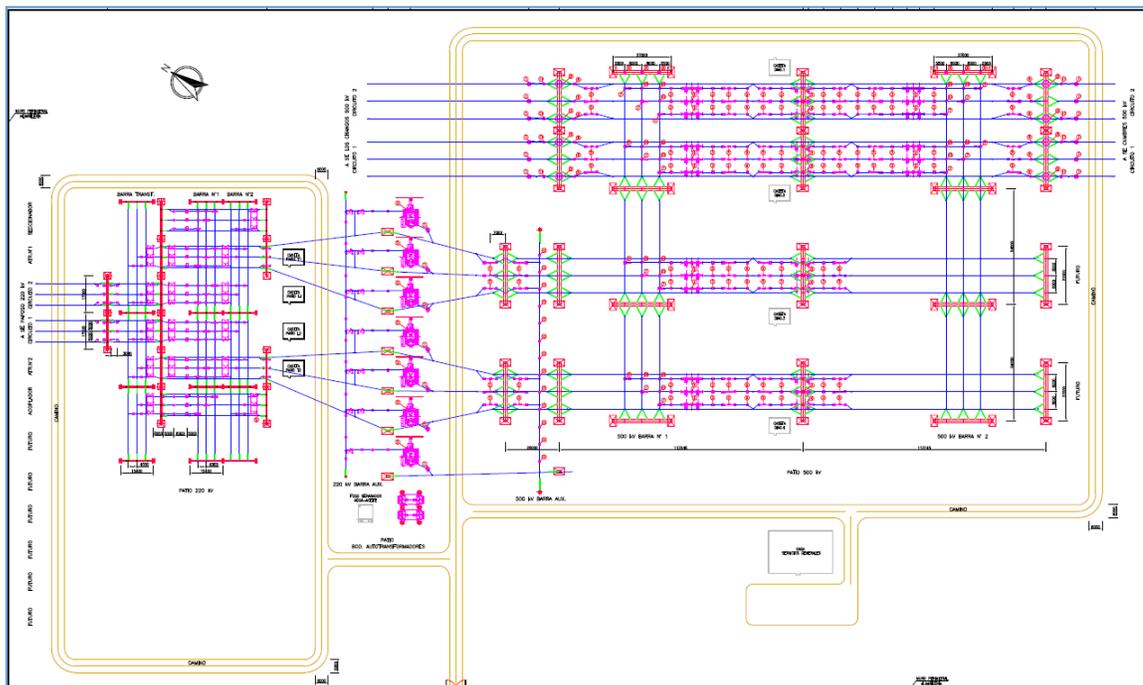
Figura 8.9: Unilineal simplificado S/E Nueva Taltal 500 kv.



La Subestación Nueva Taltal contará con dos niveles de tensión 500 kV, 220 kV y un banco de autotransformadores con una unidad de respaldo. El sistema de barras se considera para una capacidad mínima de 2.000 MVA a 75°C en conductor y 35°C de temperatura ambiente.

El área de la subestación será aproximadamente de 16 Hectáreas superficie ocupada por la disposición de 4 diagonales para 6 circuitos de 500 kV, 2 bancos de autotransformadores y 6 paños de 220 kV y espacio disponible para futuras conexiones.

Figura 8.10: Disposición de equipos S/E Nueva Taltal.



Para los servicios de la S/E se contempla la construcción de una sala eléctrica, en la que se instalarán la estación de comando de toda la S/E, armarios de control y protección, además de las comunicaciones y los servicios auxiliares.

8.3.4 TECNOLOGÍA DEL EQUIPAMIENTO PRIMARIO

El equipamiento de la S/E Nueva Taltal, será del tipo AIS (Air Insulated Switchgear). La ventaja más importante del equipamiento convencional es que al agregar paños a la S/E, estos pueden ser de distinto proveedor y en el caso de S/E GIS los paños que se agreguen tienen que ser preferentemente del mismo proveedor. Además, el equipamiento convencional presenta la ventaja que cuenta con diversos proveedores calificados para el suministro facilitando la adquisición de los equipos, tanto para la etapa inicial como para las etapas futuras.

Para la valorización de la nueva subestación, se consideraron los siguientes equipos convencionales de tipo AIS con sus obras civiles, estructuras y montaje.

Tabla 8.8: Equipos principales S/E Nueva Taltal 500 kV.

Equipos	Cantidad
Pararrayos 500 kV.	18
Autotransformador 525: $\sqrt{3}/220$: $\sqrt{3}/66$ kV. 250 MVA	7
Transformador de corriente 500 kV.	60
Interruptor tanque vivo 500 kV.	10
Desconectador semi pantógrafo horizontal S.P.A.T. 500 kV.	66
Cuchilla puesta a tierra 500 kV.	12
Desconectador semi pantógrafo vertical S.P.A.T. 500 kV.	18
Trampa de ondas 500 kV.	4
Transformador de potencial 500 kV.	24
Aislador de pedestal 500 kV.	27
Condensador de acoplamiento 500 kV.	8

Tabla 8.9: Equipos principales S/E Nueva Taltal 220 kV.

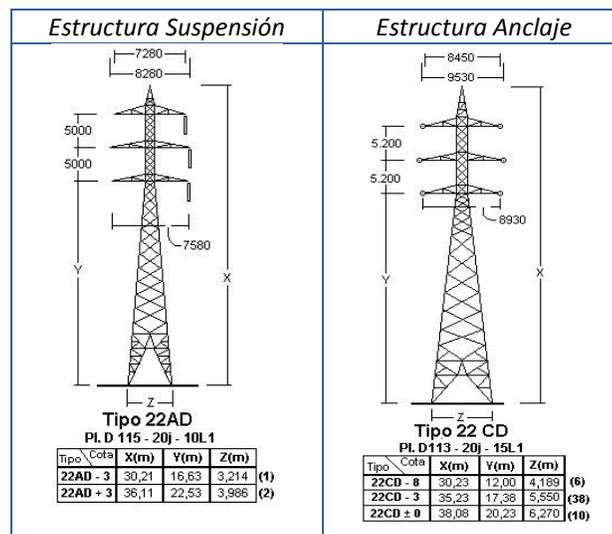
Equipos	Cantidad
Interruptor de poder mando monopolar 245 KV	6
Desconectores tripolares de apertura central horizontal 245 kV	22
Desconectores tripolares de apertura central horizontal con puesta a tierra 245 kV	4
Transformadores de corriente 245 KV	18
Transformadores de potencial 245 KV	18
Trampa de onda 245 KV	4
Pararrayos 245 KV	15
Aisladores de pedestal 245 KV	63

8.3.5 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las principales características de la línea de transmisión en 220 kV que une la subestación Nueva Taltal 220 kV con la subestación Paposo son las siguientes:

- Nivel de tensión : 220 kV
- Número de circuitos : 2
- Conductor : Dos conductores por fase, AAAC Flint 740,8 MCM (375 mm²)
- Cable de guardia óptico : OPGW 108 mm²
- Aislamiento : Cadena de aisladores de vidrio;
Suspensión 14 Unidades (CR 70kN);
Anclaje 15 Unidades (CR 120 kN)
- Longitud Aproximada : 64 km
- Franja de servidumbre : 40 metros
- Capacidad de Transmisión : 500 MVA
- Subestación de salida : S/E Nueva Taltal 500/220 kV (2.000 m.s.n.m)
- Subestación de llegada : S/E Paposo (30 m.s.n.m)
- Tipo de estructuras : Metálicas de acero galvanizado en celosía

Figura 8.11: Silueta de estructuras de enlace 2x220 kV.



En el siguiente cuadro se resume la cantidad y tipo de estructuras estimadas para el proyecto:

Tipo de Torre	Cantidad	Porcentaje %
Suspensión	143	78%
Anclaje	30	16%
Remate	11	6%
Total general	184	100%

8.3.6 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 8.10, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 8.10: Presupuesto estimado Subestación Nueva Taltal y enlaces.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	74.097
1.1	Ingeniería	1.628
1.2	Instalación de faenas	560
1.3	Suministro, Obras Civiles	68.959
1.4	Gestión medioambiental	390
1.5	Servidumbre	2.560
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	4.646
2.1	Dirección de obra	807
2.2	Gastos generales y seguros	3.186
2.3	Inspección técnica de obra	653
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	78.743
4	Utilidades del contratista	1.763
5	Contingencias	881
6	Intereses Intercalarios	4.291
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	85.678

8.3.7 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indica las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial. Todas las actividades, construcción de la subestación 500/220 kV y enlaces se iniciarán en paralelo.

Tabla 8.11: Cronograma general de ejecución proyect006F

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2				AÑO 3		
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3
1	Adjudicación Contratistas	■										
2	Ingeniería		■	■	■							
3	Tramitación DIA o EIA			■	■	■	■					
4	Suministros				■	■	■	■				
5	Construcción						■	■	■	■	■	
6	Puesta en Servicio											■

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación.

9. VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

Un elemento importante dentro de la evaluación económica de las obras propuestas para levantar las restricciones observadas en el sistema de transmisión, corresponde al diseño y valorización de dichas obras. Para efectos del presente ejercicio de planificación, y como una forma de representar de la mejor forma posible los costos en los que deberán incluir los agentes privados, se desarrolla la ingeniería conceptual para cada obra analizada, utilizando criterios de diseño generales, información actualizada de cada instalación y topografía referencial.

De acuerdo con lo indicado en las secciones anteriores, el plan de obras de transmisión propuesto para el Sistema de Transmisión Zonal, considera las obras nuevas y ampliaciones que se detallan a continuación:

Plan de obras para el Sistema Transmisión Zonal:

- 1) Nueva S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV.
- 2) Tendido 2° Circuito línea Cerro Dragón – Cóndores 110 kV.
- 3) Ampliación S/E Alto Hospicio 110 kV.
- 4) Nueva línea Pukará – Arica 66 kV.
- 5) Derivación línea 66 Kv CD Arica – Arica en S/E Chinchorro 66 kV
- 6) Nueva línea 66 kV Parinacota – Quiani
- 7) Normalización S/E Agua Santa patio 220 kV y 110 kV
- 8) Normalización S/E Alto Melipilla patio 220 kV y 110 kV
- 9) Normalización S/E Concepción 220 kV y 154 kV
- 10) Normalización S/E El Salto patio 220 kV y 110 kV
- 11) Normalización S/E Hualpén patio 154 kV
- 12) Normalización S/E Cardones patio 110 kV
- 13) Normalización S/E Maitencillo patio 110 kV
- 14) Normalización S/E Pan de Azúcar 110 kV

En las siguientes secciones se presenta un resumen de los proyectos, que incluyendo una descripción, la ubicación geográfica, el presupuesto estimado y un cronograma estimado de ejecución. Este resumen pretende dar una visión general de cada obra, incluyendo los detalles más importantes que permitan definir de mejor manera las obras a incluir en los Decretos de Expansión respectivos. Así como en las futuras bases técnicas, según corresponda.

9.1 SUBESTACIÓN SECCIONADORA NUEVA LA NEGRA 220/110 KV

La subestación seccionadora Nueva La Negra, seccionará la línea Antofagasta – Alto Norte 1x110 kV y un circuito la línea O´Higgins – Coloso 2x220 kV enmallando el sistema de transmisión Zonal al sur de Antofagasta. Este apoyo aumentará la seguridad y respaldo de la zona ante contingencias simples en el sistema 110 kV y permitirá la conexión de nuevas fuentes de energía o consumos.

9.1.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La nueva subestación seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV se ubicará en las cercanías del Tap La Negra, en la II Región de Antofagasta. Las coordenadas referenciales UTM WGS84 de la nueva subestación son zona 19K: 365043E, 7369701S.

Figura 9.1: Área del proyecto SE Seccionadora Nueva La Negra.



9.1.2 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

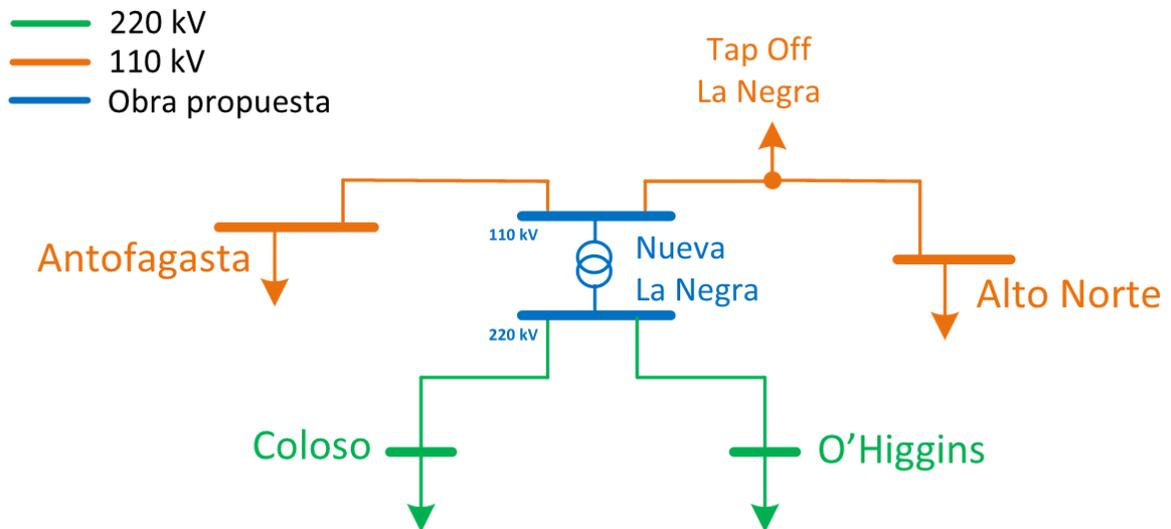
Las nuevas obras, ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión Zonal para 220 kV y 110 kV se presentan a continuación:

- a) Construcción de la S/E Nueva La Negra, se considera un patio de 220 kV, un patio de 110 kV y la instalación de un autotransformador trifásico, con lo cual se pretende realizar el cambio de tensión correspondiente y también abastecer los servicios auxiliares de la subestación. Además, se consideran espacios para una futura unidad de transformación.
- b) Seccionamiento de líneas existentes, se considera el seccionamiento de las líneas 2x220 kV Coloso – O´Higgins en el circuito n°1 y de la línea 1x110 kV Antofagasta – Alto Norte. Este seccionamiento dará origen a las líneas

de 220 kV Coloso – Nueva La Negra y Nueva La Negra – O’Higgins y las líneas de 110 kV Antofagasta – Nueva La Negra y Nueva La Negra – Alto Norte.

- c) Se considera realizar todos los ajustes y adecuaciones en los sistemas de control, protección y comunicación en las subestaciones aledañas que se vean afectados con el seccionamiento de las líneas mencionadas anteriormente.

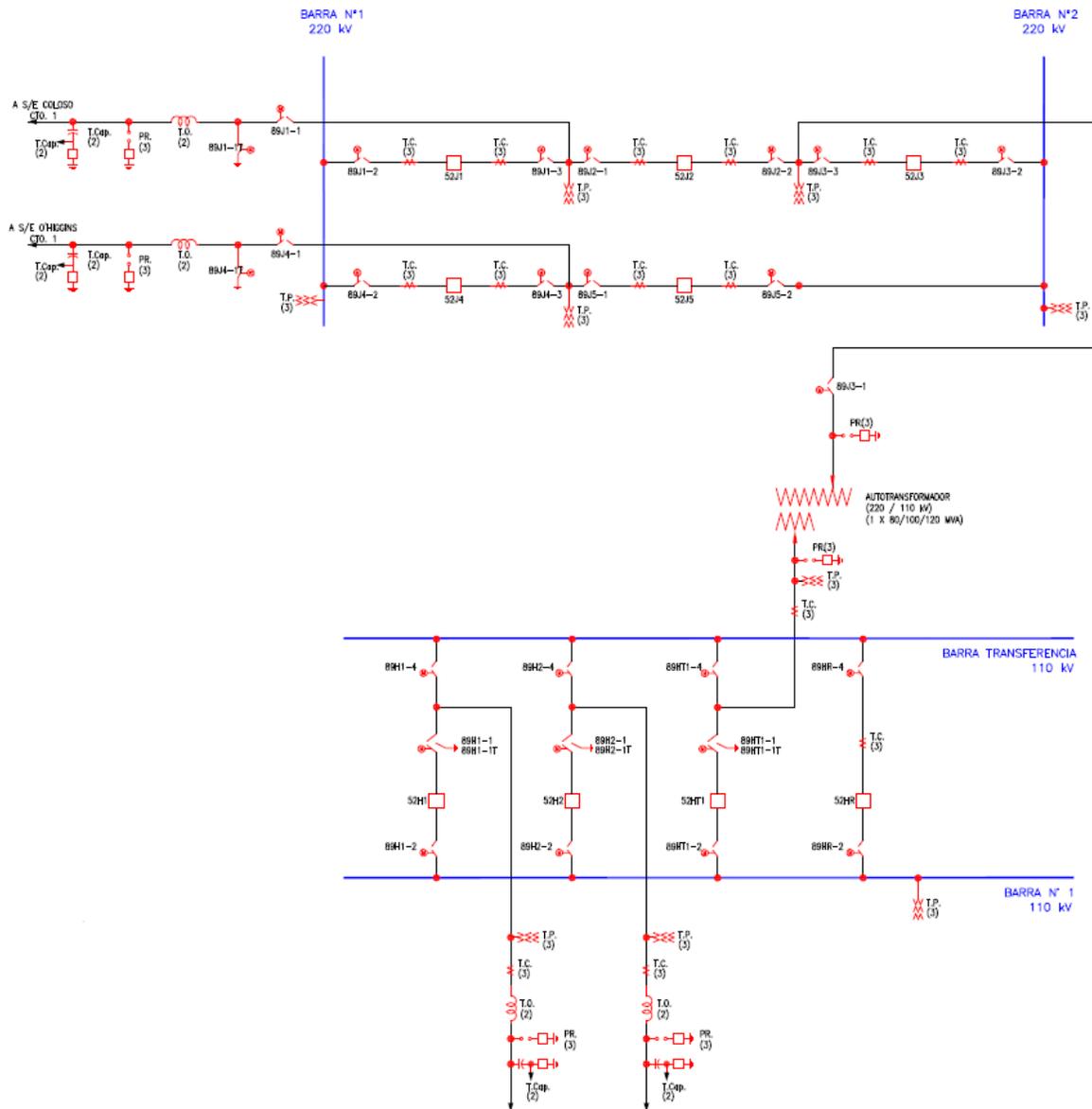
Figura 9.2: Esquema unilineal S/E Nueva La Negra 220/110 kV



9.1.3 CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

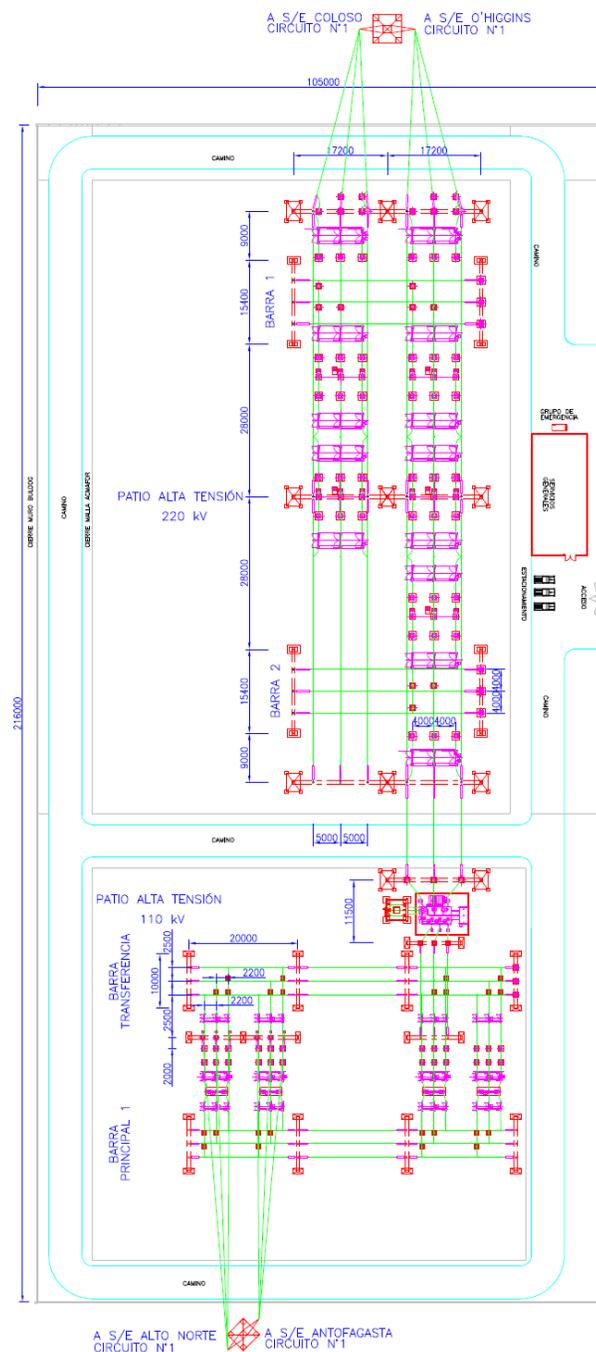
En el sistema de transmisión Zonal, las nuevas instalaciones deben tener un alto grado de confiabilidad y flexibilidad, para asegurar la continuidad de suministro eléctrico. Es por esto que para este proyecto se ha definido que la configuración de barras sea configuración de doble barra con interruptor y medio para el lado de 220 kV y una configuración de barra principal con barra de transferencia para el lado de 110 kV. Una de las razones para elegir esta configuración de barras para el lado de 220 kV, es la necesidad de mantener cada circuito en servicio aún durante el mantenimiento de un interruptor, tal como lo exige el Artículo 3-24 de la NTSyCS para instalaciones sobre los 200 kV.

Figura 9.3: Unilineal simplificado S/E Seccionadora La Negra 220/110 kV.



La Subestación Seccionadora Nueva La Negra contará con dos patios para los niveles de tensión de 220 kV, 110 kV y también cuenta con una unidad de transformación. El sistema de barras se considera para una capacidad mínima de 1.000 MVA a 75°C en conductor y 35°C de temperatura ambiente.

Figura 9.4: Disposición de equipos S/E Seccionadora La Negra 220/110 kV.



El área de la subestación será aproximadamente de 23.000 metros cuadrados, esta superficie contempla 2 diagonales para 2 circuitos de 220 kV, 1 autotransformador y 4 paños de 110 kV. También se considera espacio disponible para futuras conexiones. Se considera la construcción de una sala eléctrica, donde se instalarán la sala de operación de toda la S/E, sala de control y protección, junto con las comunicaciones y los servicios auxiliares.

9.1.4 TECNOLOGÍA DEL EQUIPAMIENTO PRIMARIO

El equipamiento de la S/E Nueva La Negra, será del tipo AIS (Air Insulated Switchgear). La ventaja más importante del equipamiento convencional es su flexibilidad en materia de compatibilidad de equipos primarios. Es por esto que se facilita la adquisición de los equipos, para la etapa inicial y sus futuras etapas de expansión.

Para la valorización de la nueva subestación, se consideraron los siguientes equipos convencionales de tipo AIS con sus obras civiles, estructuras y montaje.

Tabla 9.1: Equipos principales S/E Seccionadora La Negra 220 kV

Equipos	Cantidad
Interruptor de poder monofásico 220 kV	5
Desconectador trifásico 220 kV (sin puesta a tierra)	11
Desconectador trifásico 220 kV (con puesta a tierra)	2
Transformador de corriente 220 kV	30
Transformador de potencial 220 kV	15
Pararrayos 220 kV	9
Trampa de onda 220 kV	4
Condensador de acoplamiento 220 kV	4
Aislador de pedestal 220 kV	9
Generador de Emergencia	1

Tabla 9.2: Equipos principales S/E Seccionadora La Negra 110 kV

Equipos	Cantidad
Interruptor de poder trifásico 110 kV	4
Desconectador trifásico 110 kV (sin puesta a tierra)	8
Desconectador trifásico 110 kV (con puesta a tierra)	3
Transformador de corriente 110 kV	12
Transformador de potencial 110 kV	12
Pararrayos 110 kV	9
Trampas de onda 110 kV	4
Condensador de acoplamiento 110 kV	4
Aislador de pedestal 110 kV	12

9.1.5 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 9.3, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.3: Presupuesto estimado S/E Seccionadora La Negra 220/110 kV.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	11.428
1.1	Ingeniería	821
1.2	Instalación de faenas	290
1.3	Suministro, Obras Civiles	7.367
1.4	Gestión medioambiental	390
1.5	Servidumbre	2.560
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	963
2.1	Dirección de obra	176
2.2	Gastos generales y seguros	480
2.3	Inspección técnica de obra	307
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	12.390
4	Utilidades del contratista	211
5	Contingencias	105
6	Intereses Intercalarios	596
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	13.302

9.1.6 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indica las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial. Todas las actividades, construcción de la subestación 220/110 kV y las adecuaciones en otras subestaciones involucradas se iniciarán en paralelo.

Tabla 9.4: Cronograma general de ejecución proyecto

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Adjudicación Contratistas	■							
2	Ingeniería		■	■	■				
3	Tramitación DIA o EIA			■	■	■	■		
4	Suministros				■	■	■	■	
5	Construcción					■	■	■	■
6	Puesta en Servicio								■

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación.

9.2 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA CERRO DRAGÓN – CÓNDORES 110 KV

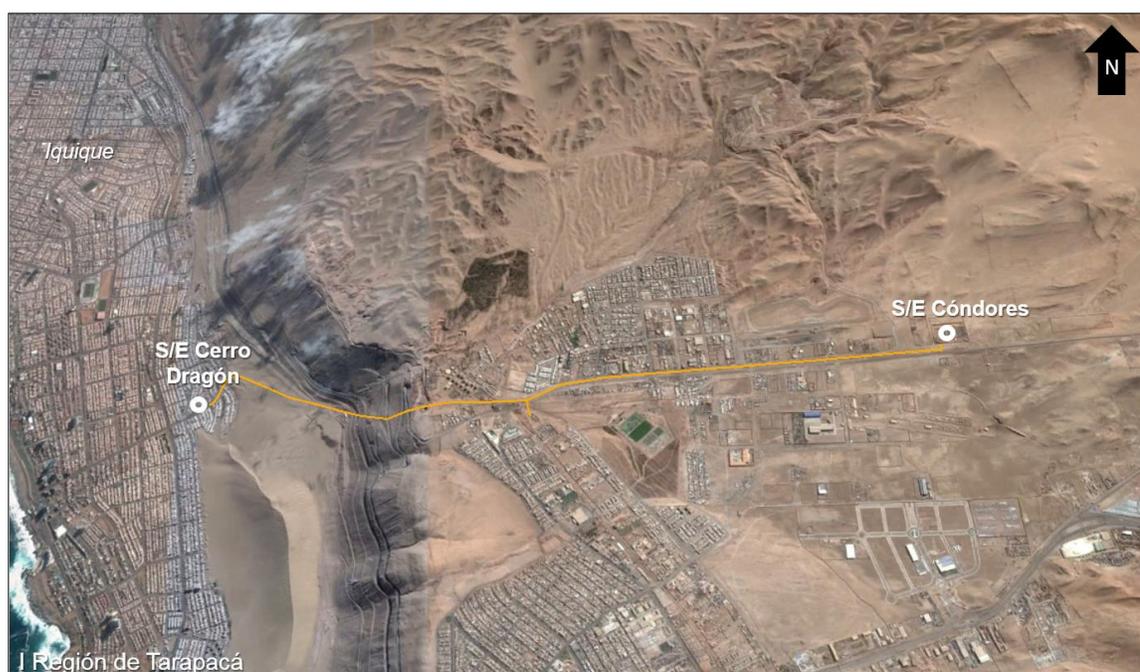
9.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA PROPUESTA

El tendido del segundo circuito en la línea 1x110 kV Cerro Dragón – Cóndores, busca entregar mayor confiabilidad, seguridad y continuidad de servicio al sistema de transmisión zonal, ya que permite un aumento en su capacidad de transmisión de energía y entregar respaldo a la Zona Sur de Iquique.

9.2.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO

El tendido de un segundo circuito en la línea de 110 kV entre las subestaciones Cóndores y Cerro Dragón tiene una longitud aproximada de 4,8 [km], donde ambas subestaciones están ubicadas en la ciudad de Iquique, I Región Tarapacá.

Figura 9.5: Área del proyecto Tendido Segundo Circuito Línea Cerro Dragón – Cóndores 110 kV.



9.2.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Las nuevas obras, ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión zonal, para 110 kV, se presentan a continuación:

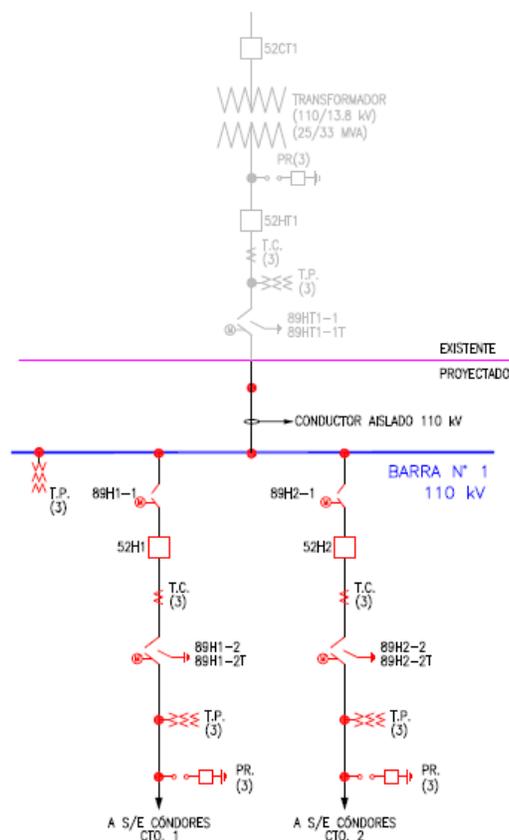
- Tendido de un segundo circuito en la línea 1x110 kV Cerro Dragón – Cóndores, se considera el tendido del nuevo circuito en las estructuras existentes.

- Ampliación de S/E Cerro Dragón, se consideran realizar la construcción de dos nuevos paños de línea, montaje de una barra principal, soterramiento del tendido existente para trasladar desde posición actual (pañó transformador) hacia las nuevas posiciones de línea y normalización en paño actual.
- Ampliación S/E Cóndores, se considera la construcción de un nuevo paño de línea y la ampliación de la barra principal de 110 kV existente.
- Adecuaciones necesarias en los sistemas de protección, considera todas las modificaciones en los actuales ajuste o configuraciones del sistema de protección.

9.2.4 CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CERRO DRAGÓN

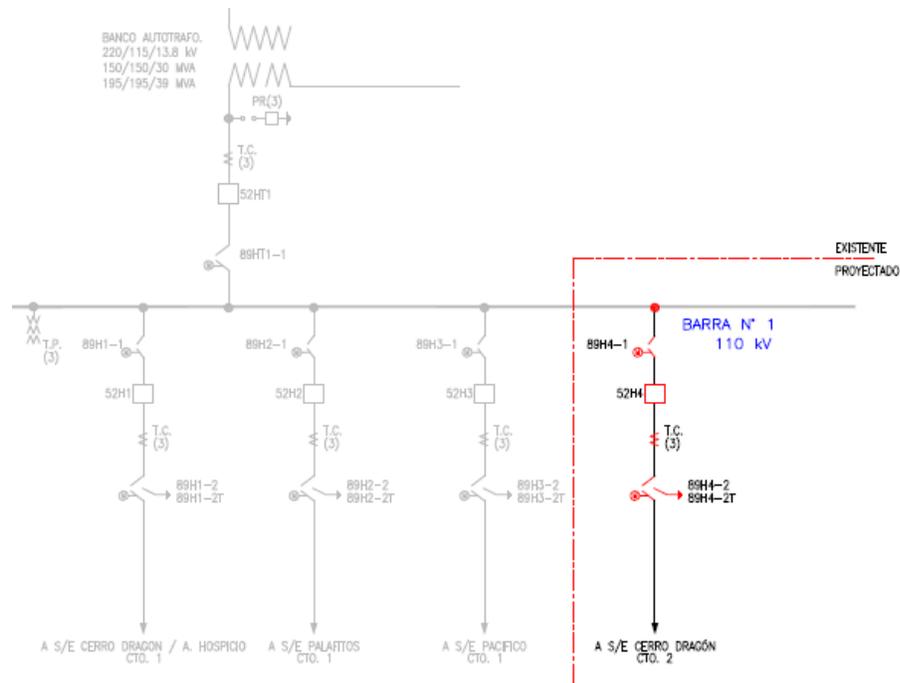
Las instalaciones del sistema de transmisión nacional deben poseer altos índices de confiabilidad y flexibilidad. Por esta razón que se ha definido que la S/E Cerro Dragón posea una configuración de barra simple, con lo cual se agregan beneficios en la operación de la subestación.

Figura 9.6: Unilineal simplificado Ampliación S/E Cerro Dragón.



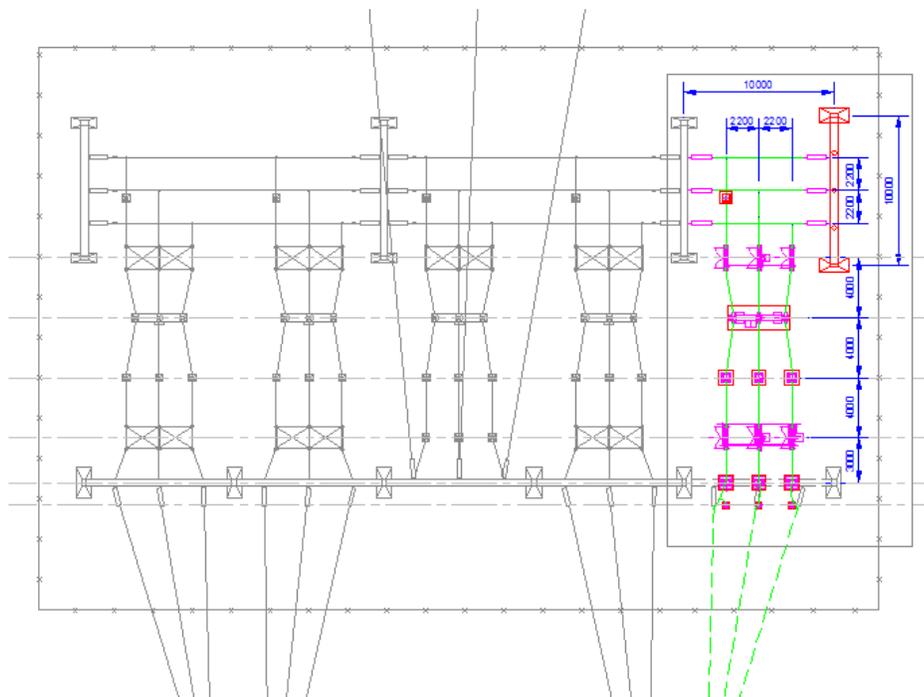
La ampliación de la subestación Cerro Dragón contará con un nuevo patio de 110 kV, el que alojará los nuevos paños de línea y la barra principal.

Figura 9.8: Unilineal simplificado Ampliación S/E Córdores.



La ampliación de la subestación Córdores, contempla el montaje de una nueva posición de línea con el respectivo montaje de equipos primarios de patio. Y también, una extensión de la barra principal de 110 kV, con el montaje de un marco de barra.

Figura 9.9: Disposición de equipos Ampliación S/E Córdores.



9.2.6 TECNOLOGÍA DEL EQUIPAMIENTO PRIMARIO

El equipamiento para la ampliación de la subestación Cerro Dragón y la ampliación de la subestación Cóndores será del tipo AIS (Air Insulated Switchgear). La ventaja más importante del equipamiento convencional es su flexibilidad en materia de compatibilidad de equipos primarios, lo que facilita la adquisición de los equipos, tanto para la etapa inicial como para sus futuras etapas de expansión.

Para la valorización de la nueva subestación, se consideraron los siguientes equipos convencionales de tipo AIS, con sus obras civiles, estructuras y montaje.

Tabla 9.5: Equipos principales Ampliación S/E Cerro Dragón.

Equipos	Cantidad
Interruptor de poder trifásico 110 kV	2
Desconectadores trifásico 110 kV (sin puesta a tierra)	2
Desconectadores trifásico 110 kV (con puesta a tierra)	2
Transformadores de corriente 110 kV	6
Transformadores de potencial 110 kV	9
Pararrayos 110 kV	6
Mufa Terminal 110 kV	6
Conductor Aislado 110 kV	GL

Tabla 9.6: Equipos principales Ampliación S/E Cóndores.

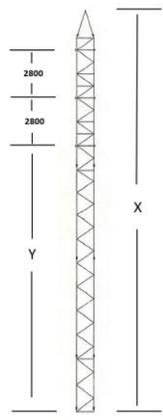
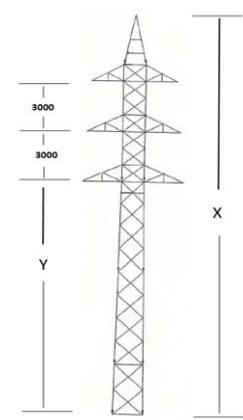
Equipos	Cantidad
Interruptor de poder trifásico 110 kV	1
Desconectadores trifásico 110 kV (sin puesta a tierra)	1
Desconectadores trifásico 110 kV (con puesta a tierra)	1
Transformadores de corriente 110 kV	3
Aislador de Pedestal	1

9.2.7 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EXISTENTE

Las principales características de la línea de transmisión existente en 110 kV que une las subestaciones Cóndores y Cerro Dragón son las siguientes:

- Nivel de tensión : 110 kV
- Número de circuitos : 1
- Conductor : Un conductor por fase, AAAC CAIRO 465,4 MCM (236 mm²)
- Cable de guardia óptico : OPGW 18 Fibras (57,7 mm²)
- Aislamiento : Aislación polimérica tipo line-post
- Longitud Aproximada : 4,8 km
- Capacidad de Transmisión : 80 MVA
- Subestación de salida : S/E Cóndores
- Subestación de llegada : S/E Cerro Dragón
- Número de estructuras : 48
- Tipo de estructuras : Metálicas de acero galvanizado (11 DDU y 11 ADU)

Figura 9.10: Geometría de estructuras de enlaces 1x220 kV.

Estructura Suspensión			Estructura Anclaje		
					
	Y (m)	X (m)		Y (m)	X (m)
11 ADU -3	12,4	20,029	11 DDU -3	12,4	20,98
11 ADU -0	15,4	23,029	11 DDU -0	15,4	23,98
11 ADU +3	18,4	26,029	11 DDU +3	18,4	26,98

En el siguiente cuadro se resume la cantidad y tipo de estructuras de la línea existente:

Tipo de Torre	Cantidad	Porcentaje %
Suspensión	40	83%
Anclaje	8	17%
Total general	48	100%

9.2.8 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 9.7, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.7: Presupuesto estimado de Proyecto

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	2.633
1.1	Ingeniería	129
1.2	Instalación de faenas	140
1.3	Suministro, Obras Civiles	2.285
1.4	Gestión medioambiental	79
1.5	Servidumbre	0
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	582
2.1	Dirección de obra	214
2.2	Gastos generales y seguros	253
2.3	Inspección técnica de obra	115
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	3.215
4	Utilidades del contratista	226
5	Contingencias	113
6	Intereses Intercalarios	136
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	3.690

9.2.9 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indica las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial. Todas las actividades, construcción de la línea 110 kV y la ampliación de las subestaciones en los extremos de la línea se iniciarán en paralelo.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Adjudicación Contratistas								
2	Ingeniería								
3	Tramitación DIA o EIA								
4	Suministros								
5	Construcción								
6	Puesta en Servicio								

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación.

9.3 AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN ALTO HOSPICIO 110 KV

9.3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA PROPUESTA

La nueva subestación seccionadora Alto Hospicio 110 kV se realiza con el objeto de entregar seguridad y continuidad de suministro al sector sur este de la ciudad de Iquique. El seccionamiento del circuito 1 de la línea Cerro Dragón – Cóncores provoca que el sistema sea flexible.

9.3.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La nueva subestación seccionadora Alto Hospicio 110 kV se ubicará en las cercanías de la comuna de Alto Hospicio, en la Provincia de Iquique que pertenece a la I Región de Tarapacá. Con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19K: 384624E, 7760040S

Figura 9.11: Área del proyecto Nueva SE Alto Hospicio 110 kV.



9.3.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

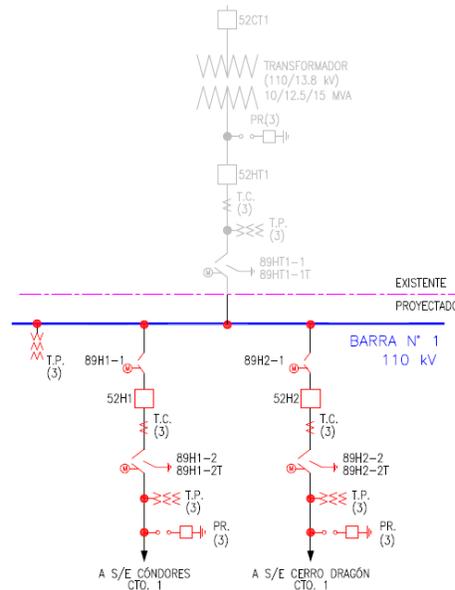
Las nuevas obras, ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión zonal, para 110 kV, se presentan a continuación:

- Ampliación de Tap off Alto Hospicio, se considera la construcción de paños de línea y una barra principal.
- Seccionamiento de circuito 1 de línea Cerro Dragón – Cóncores, se considera la instalación de una nueva estructura de seccionamiento, con este corte de la línea con lo cual se dará origen a las líneas:
 - Cerro Dragón – Alto Hospicio
 - Alto Hospicio - Cóncores

9.3.4 CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN NUEVA ALTO HOSPICIO

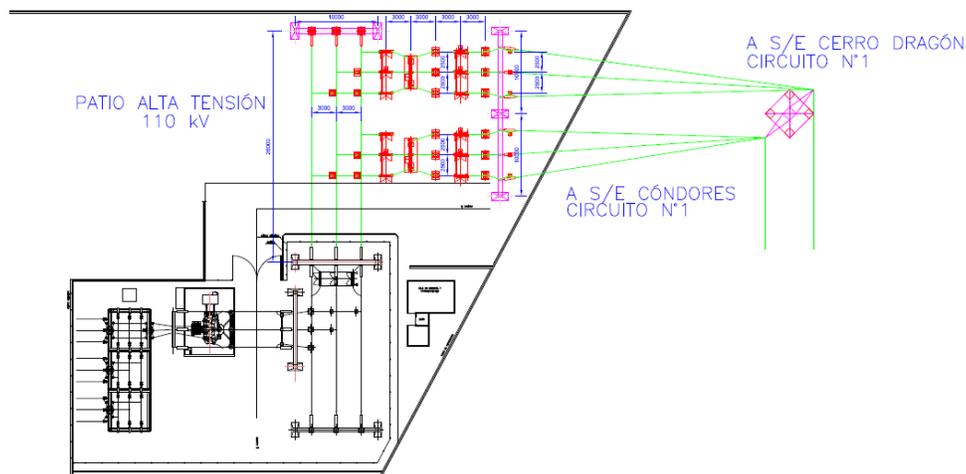
La nueva subestación Alto Hospicio poseerá configuración de barra simple, lo cual entrega beneficios de flexibilidad y continuidad de suministro, en desmedro del Tap Off que existe actualmente.

Figura 9.12: Unilineal simplificado S/E Nueva Alto Hospicio



La ampliación de la subestación Alto Hospicio contará con un nuevo patio de 110 kV, donde se albergarán dos paños de línea y una barra principal.

Figura 9.13: Disposición de equipos S/E Alto Hospicio.



La superficie utilizada que se considera para la ampliación y normalización de la subestación es de 700 metros cuadrados.

9.3.5 TECNOLOGÍA DEL EQUIPAMIENTO PRIMARIO

El equipamiento escogido para realizar la ampliación de la subestación Alto Hospicio es del tipo AIS (Air Insulated Switchgear). La ventaja más importante del equipamiento convencional es su flexibilidad en materia de compatibilidad de equipos primarios, lo que facilita la adquisición de los equipos, tanto para la etapa inicial como para sus futuras etapas de expansión.

Para la valorización de la nueva subestación, se consideraron los siguientes equipos convencionales de tipo AIS, con sus obras civiles, estructuras y montaje.

Tabla 9.8: Equipos principales S/E Alto Hospicio.

Equipos	Cantidad
Interruptor de poder trifásico 110 kV	2
Desconectador trifásico 110 kV (sin puesta a tierra)	2
Desconectador trifásico 110 kV (con puesta a tierras)	2
Transformadores de corriente 110 kV	6
Transformadores de potencial 110 kV	9
Pararrayos 110 kV	6

9.3.6 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 9.9, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.9: Presupuesto estimado Subestación Alto Hospicio

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	1.704
1.1	Ingeniería	129
1.2	Instalación de faenas	140
1.3	Suministro, Obras Civiles	1.360
1.4	Gestión medioambiental	75
1.5	Servidumbre	0
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	602
2.1	Dirección de obra	335
2.2	Gastos generales y seguros	180
2.3	Inspección técnica de obra	115
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	2.306
4	Utilidades del contratista	136
5	Contingencias	68
6	Intereses Intercalarios	81
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	2.591

9.3.7 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indica las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial.

Tabla 9.10: Cronograma general de ejecución proyecto

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Adjudicación Contratistas								
2	Ingeniería								
3	Tramitación DIA o EIA								
4	Suministros								
5	Construcción								
6	Puesta en Servicio								

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación.

9.4 NUEVA LÍNEA 66 KV PUKARÁ - ARICA

9.4.1 CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA PROPUESTA

Se proyecta la interconexión a través de una nueva línea de transmisión entre las subestaciones Pukará – Arica, tiene la intención de enmallar y entregar respaldos a los clientes conectados a S/E Pukará ante alguna contingencia en la línea Parinacota – Pukará.

9.4.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto tiene una longitud aproximada de 150 [m], donde ambas subestaciones están ubicadas en la ciudad de Arica, XV Región de Arica y Parinacota.

Figura 9.14: Área del proyecto nueva Línea 66 kV Pukará - Arica



9.4.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Las nuevas obras, ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión zonal, para 66 kV, se presentan a continuación:

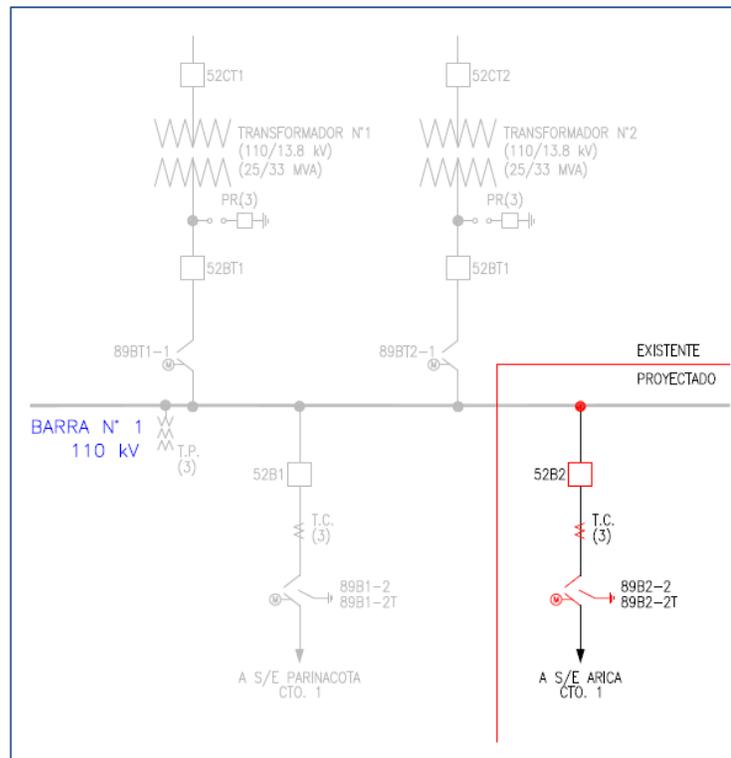
- Tendido de nueva línea 66 kV Pukará – Arica, se considera el tendido entre las subestaciones Pukará y Arica.
- Ampliación de S/E Pukará, construcción de un nuevo paño de línea dentro de la instalación existente.
- Ampliación de S/E Arica, construcción de un nuevo paño de línea en la instalación actual.
- Adecuaciones a los sistemas de control y protección, se consideran nuevas protecciones y modificaciones en los ajustes de las actuales protecciones

9.4.4 CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

9.4.4.1 Subestación Pukará

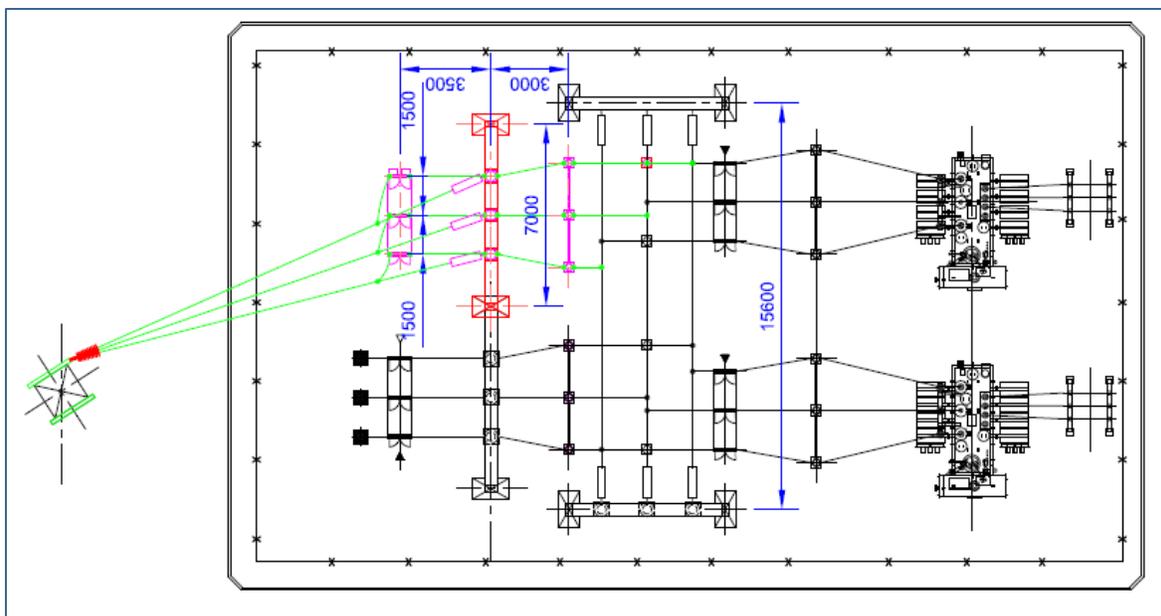
Las instalaciones del sistema de transmisión zonal deben poseer altos índices de confiabilidad y flexibilidad. La S/E Pukará tiene actualmente la configuración de barra simple, la cual se mantiene con la diferencia que se agrega un nuevo paño de línea.

Figura 9.15: Unilineal simplificado S/E Pukará.



La ampliación de la subestación Pukará, contempla el montaje de una nueva posición de línea con el respectivo montaje de equipos primarios de patio.

Figura 9.16: Disposición de equipos S/E Pukará.

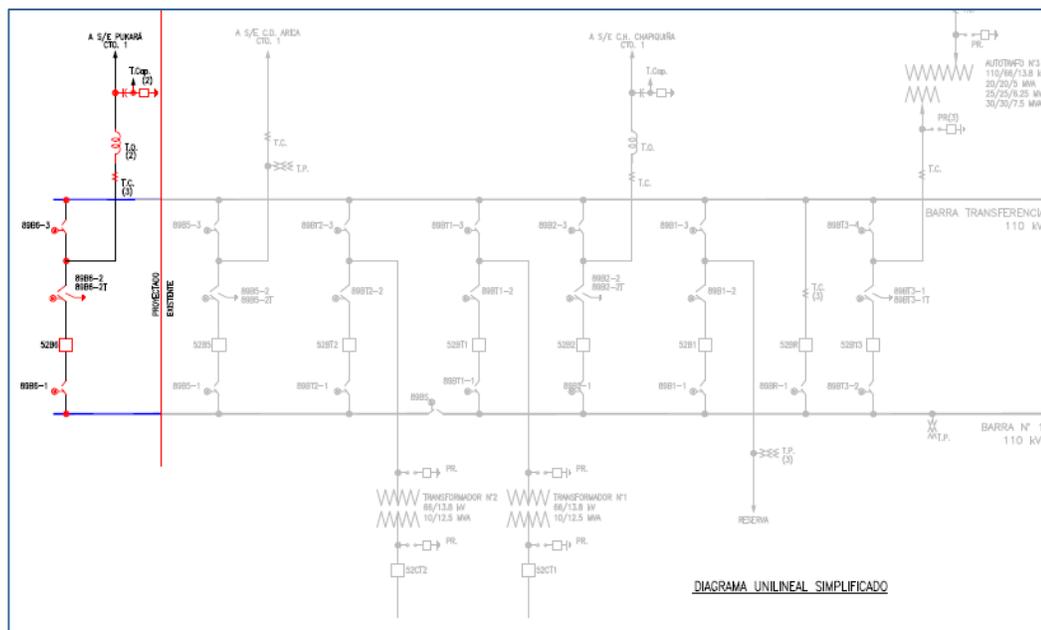


No se considera un aumento del área utilizada por la subestación.

9.4.4.2 Subestación Arica

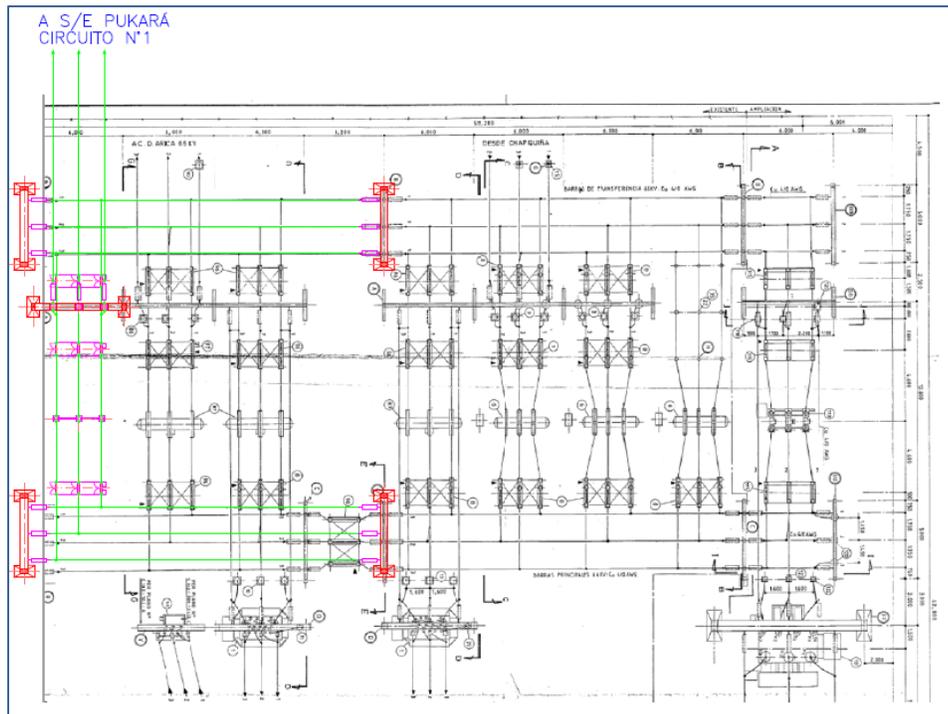
Las instalaciones del sistema de transmisión deben tener índices de confiabilidad y flexibilidad de acuerdo a los estándares normativos. La S/E Arica posee en la actualidad una configuración de barra principal y barra de transferencia, la cual se va a mantener, pero agregando un nuevo paño de línea.

Figura 9.17: Unilineal simplificado S/E Arica.



La ampliación de la subestación Arica, considera la habilitación de una nueva posición de línea junto al montaje de equipos primarios de patio.

Figura 9.18: Disposición de equipos S/E Arica.



No se considera aumentar la superficie utilizada por la subestación.

9.4.5 TECNOLOGÍA DEL EQUIPAMIENTO PRIMARIO

El equipamiento para la ampliación de la subestación Pukará y la ampliación de la subestación Arica será del tipo AIS (Air Insulated Switchgear).

Para la valorización de la nueva subestación, se consideraron los siguientes equipos convencionales de tipo AIS, con sus obras civiles, estructuras y montaje.

Tabla 9.11: Equipos principales S/E Pukará

Equipos	Cantidad
Interruptor de poder trifásico 66 kV	1
Desconectores trifásico 66 kV (con puesta a tierra)	1
Transformadores de corriente 66 kV	3
Mufa Terminal kV	3
Conductor Aislado 66 kV	GL

Tabla 9.12: Equipos principales S/E Arica.

Equipos	Cantidad
Interruptor de poder trifásico 66 kV	1
Desconectores trifásico 66 kV (sin puesta a tierra)	2

Desconectores trifásico 66 kV (con puesta a tierra)	1
Transformadores de corriente 66 kV	3
Condensadores de acoplamiento 66 kV	2
Trampas de Onda 66 kV	2

9.4.6 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las principales características de la línea de transmisión en 66 kV que une la subestación Pukará con la subestación Arica son las siguientes:

- Nivel de tensión : 66 kV
- Número de circuitos : 1
- Conductor : Un conductor por fase, AAAC CAIRO (236 mm²)
- Aislamiento : Aisladores de vidrio;
- Longitud Aproximada : 1 km
- Capacidad de Transmisión : 30 MVA

9.4.7 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 9.13, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.13: Presupuesto estimado Línea Pukará - Arica.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	1.464
1.1	Ingeniería	128
1.2	Instalación de faenas	110
1.3	Suministro, Obras Civiles	1.126
1.4	Gestión medioambiental	68
1.5	Servidumbre	32
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	241
2.1	Dirección de obra	55
2.2	Gastos generales y seguros	126
2.3	Inspección técnica de obra	60
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	1.705
4	Utilidades del contratista	113
5	Contingencias	80
6	Intereses Intercalarios	68
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	1.966

9.4.8 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indica las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial. Todas las actividades, construcción de la línea 66 kV y ampliación de las subestaciones se iniciarán en paralelo.

Tabla 9.14: Cronograma general de ejecución proyecto

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Adjudicación Contratistas	■							
2	Tramitación DIA o EIA		■	■					
3	Ingeniería		■	■					
4	Servidumbres		■	■					
5	Suministros			■	■				
6	Construcción				■	■			
7	Puesta en Servicio						■		

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación.

9.5 DERIVACIÓN LÍNEA 66 KV CD ARICA – ARICA, EN S/E CHINCHORRO

9.5.1 CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA PROPUESTA

Se propone la construcción de un nuevo tramo de línea, que se derivará desde la actual línea 66 kV Central Diésel Arica – Arica (pasando por el tap off Quiani) siendo ubicado en la subestación Chinchorro. Esto otorgará mayor seguridad de abastecimiento a los clientes regulados conectados en Chinchorro ante cualquier contingencia en la subestación Parinacota.

9.5.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO

Las subestaciones CD Arica, Chinchorro y Arica se ubican en la ciudad de Arica, XV Región de Arica y Parinacota. La derivación de la línea CD Arica – Arica de 66 kV cuenta con una extensión de aproximadamente 500 [m].

Figura 9.19: Ubicación S/E CD Arica, S/E Chinchorro y S/E Arica.



9.5.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

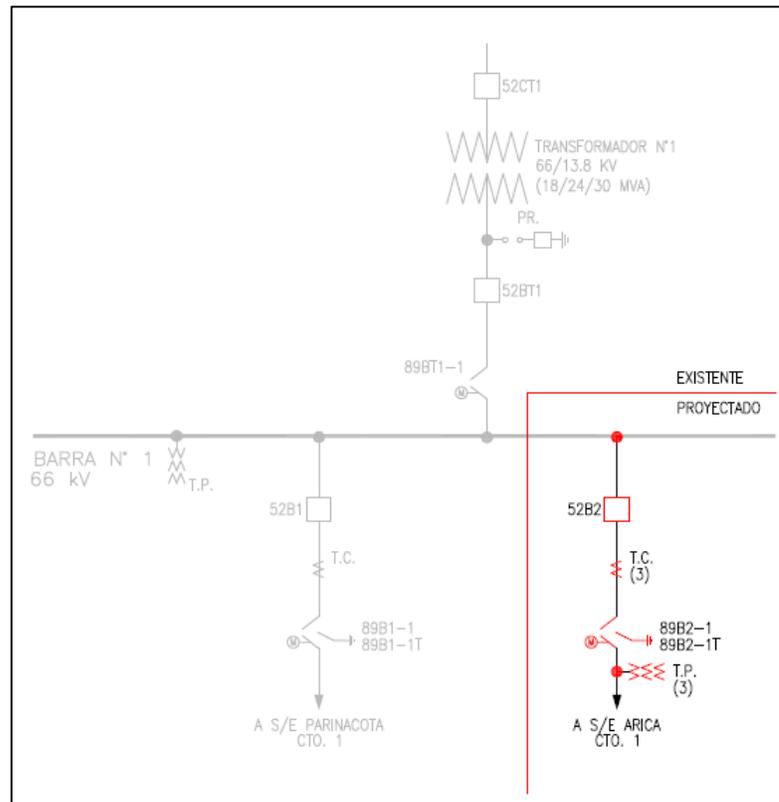
Las nuevas obras, ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión zonal, para 66 kV, se presentan a continuación:

- Derivación de línea 1x66 kV hacia SE Chinchorro, se considera el izado de torres y el tendido del conductor.
- Ampliación de S/E Chinchorro, construcción de un nuevo paño de línea dentro de la instalación existente.
- Adecuaciones a los sistemas de control y protección, se consideran nuevas protecciones y modificaciones en los ajustes de las actuales protecciones en las subestaciones afectadas.

9.5.4 CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHINCHORRO

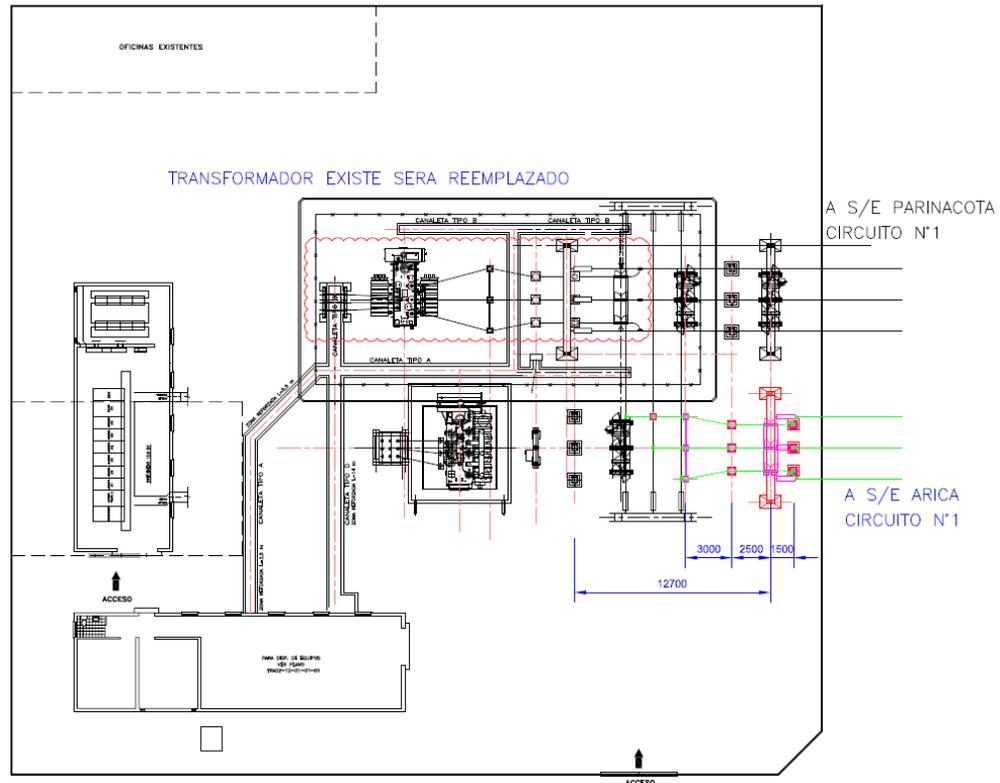
Las instalaciones del sistema de transmisión zonal pretenden contar con altos índices de confiabilidad y flexibilidad. Por lo que se proyecta no realizar cambios en la configuración de barras utilizada actualmente, vale decir, se continúa ocupando la configuración de barra sencilla agregando un nuevo paño de línea.

Figura 9.20: Unilineal simplificado S/E Chinchorro.



La ampliación de la subestación Chinchorro contará con un nuevo paño de línea de 66 kV, con la inclusión de un nuevo marco de línea y los trabajos civiles correspondientes.

Figura 9.21: Disposición de equipos S/E Chinchorro.



9.5.5 TECNOLOGÍA DEL EQUIPAMIENTO PRIMARIO

El equipamiento para la ampliación de la subestación Chinchorro será del tipo AIS (Air Insulated Switchgear). Para la valorización de la nueva subestación, se consideraron los siguientes equipos convencionales de tipo AIS, con sus obras civiles, estructuras y montaje.

Tabla 9.15: Equipos principales S/E Chinchorro

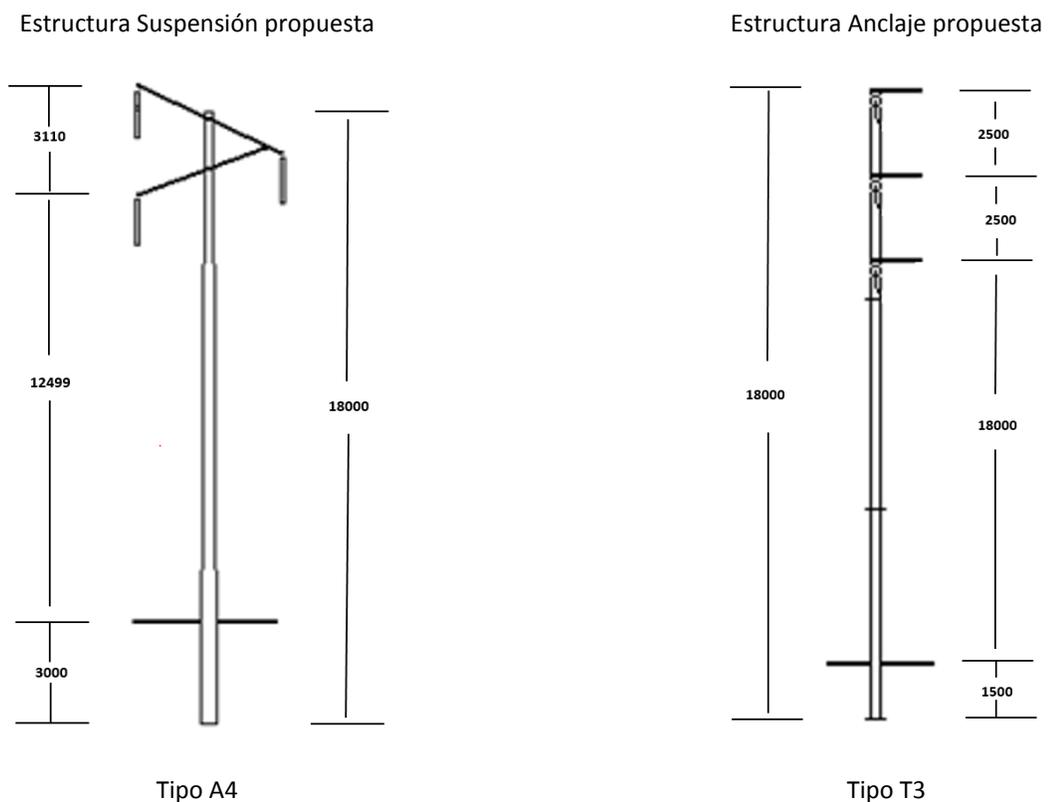
Equipos	Cantidad
Interruptor de poder trifásico 66 kV	1
Desconectador trifásico 66 kV (con puesta a tierra)	1
Transformador de corriente 66 kV	3
Transformador de potencial 66 kV	3
Aislador de pedestal 66 kV	1

9.5.6 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las principales características de la derivación de la línea de transmisión en 66 kV CD Arica – Arica hacia la subestación Chinchorro son las siguientes:

- Nivel de tensión : 66 kV
- Número de circuitos : 1
- Conductor : Un conductor por fase, AAAC CAIRO 465,4 MCM (236 mm²)
- Cable de guardia óptico : OPGW 18 Fibras
- Aislamiento : Cadena de aisladores de vidrio o aislación polimérica
- Longitud Aproximada : 500 m
- Capacidad de Transmisión : 62 MVA
- Tipo de estructuras : Poste de hormigón.

Figura 9.22: Geometría de estructuras derivación de línea 66kV.



En el siguiente cuadro se resume la cantidad y tipo de postes estimadas para el proyecto:

Tipo de Torre	Cantidad	Porcentaje %
Suspensión	2	40%
Anclaje	3	60%
Total general	5	100%

9.5.7 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 9.16, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.16: Presupuesto estimado S/E Chinchorro.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	878
1.1	Ingeniería	86
1.2	Instalación de faenas	110
1.3	Suministro, Obras Civiles	622
1.4	Gestión medioambiental	41
1.5	Servidumbre	19
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	184
2.1	Dirección de obra	55
2.2	Gastos generales y seguros	70
2.3	Inspección técnica de obra	60
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	1.062
4	Utilidades del contratista	62
5	Contingencias	44
6	Intereses Intercalarios	37
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	1.205

9.5.8 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indica las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial. Todas las actividades, construcción de la línea 66 kV y ampliación de la subestación se iniciarán en paralelo.

Tabla 9.17: Cronograma general de ejecución proyecto

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Adjudicación Contratistas								
2	Tramitación DIA o EIA								
3	Ingeniería								
4	Servidumbres								
5	Suministros								
6	Construcción								
7	Puesta en Servicio								

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 15 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación.

9.6 NUEVA LÍNEA 66 KV PARINACOTA – QUIANI

9.6.1 CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA PROPUESTA

El tendido de la nueva línea 1x66 kV Parinacota – Quiani, entrega respaldo a la actual línea y continuidad de suministro a la demanda conectada a la subestación Quiani.

9.6.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto tiene una longitud aproximada de 7 [km], donde ambas subestaciones están ubicadas en la XV Región de Arica y Parinacota, en la ciudad de Arica.

Figura 9.23: Área del proyecto tendido segundo circuito Línea 66 kV Parinacota – Quiani.



9.6.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Las nuevas obras, ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión zonal, para 66 kV, se presentan a continuación:

- Construcción nueva línea 1x66 kV, se considera el izado de torres y el tendido del conductor entre las subestaciones Parinacota y Quiani.
- Ampliación de S/E Parinacota, construcción de un nuevo paño de línea dentro de la instalación existente.

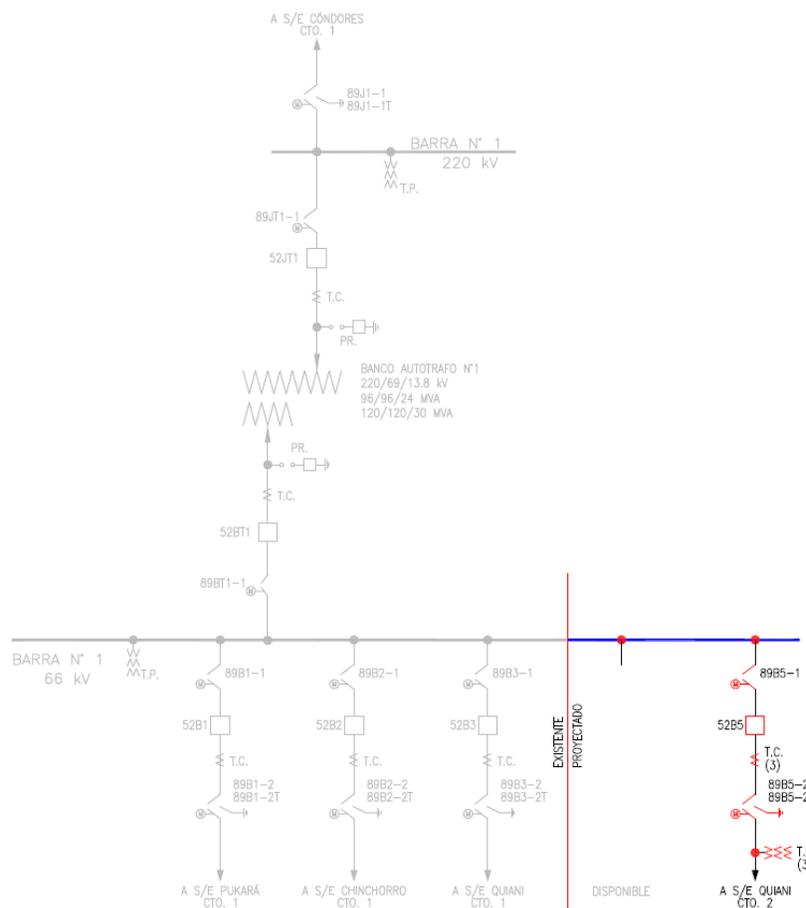
- Ampliación de S/E Quiani, construcción de un nuevo paño de línea dentro de la instalación existente.
- Adecuaciones a los sistemas de control y protección, se consideran nuevas protecciones y modificaciones en los ajustes de las actuales protecciones

9.6.4 CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

9.6.4.1 Subestación Parinacota

Las instalaciones del sistema de transmisión zonal pretenden contar con altos índices de confiabilidad y flexibilidad. Por lo que se proyecta no realizar cambios en la configuración de barras utilizada actualmente, vale decir, se continúa ocupando la configuración de barra sencilla agregando un nuevo paño de línea.

Figura 9.24: Unilineal simplificado S/E Parinacota.



La ampliación de la subestación Parinacota contará con un nuevo paño de línea de 66 kV, con la inclusión de un nuevo marco de línea y ampliación de la barra de 66 kV.

Figura 9.25: Disposición de equipos S/E Parinacota.

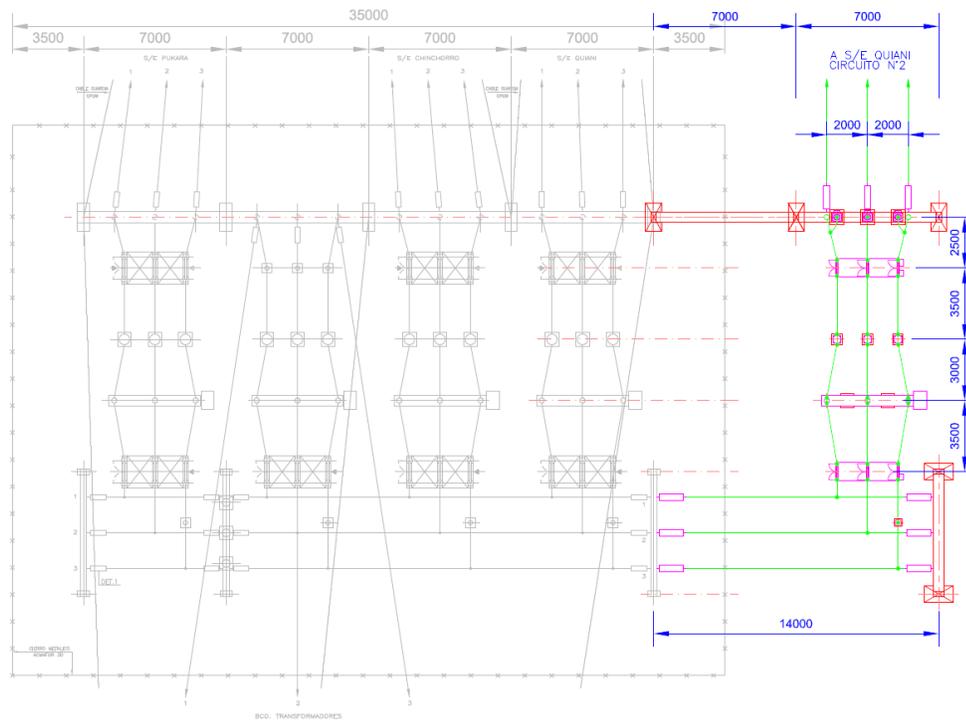
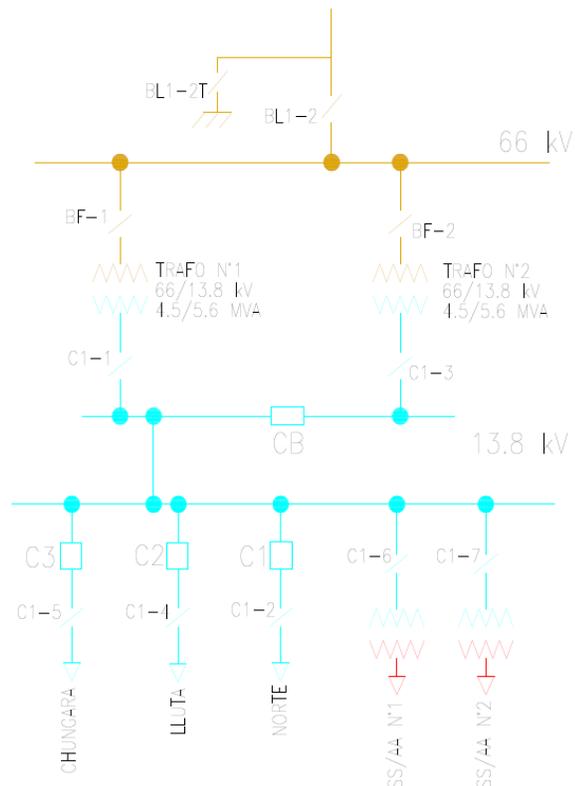


Figura 9.26: Unilineal simplificado S/E Quiani.



9.6.5 TECNOLOGÍA DEL EQUIPAMIENTO PRIMARIO

El equipamiento para la ampliación de la subestación Parinacota y la ampliación de la subestación Quiani será del tipo AIS (Air Insulated Switchgear).

Para la valorización de la nueva subestación, se consideraron los siguientes equipos convencionales de tipo AIS, con sus obras civiles, estructuras y montaje.

Tabla 9.18: Equipos principales S/E Parinacota.

Equipos	Cantidad
Interruptor de poder trifásico 66 kV	1
Desconectador trifásico 66 kV (con puesta a tierra)	1
Desconectador trifásico 66 kV (sin puesta a tierra)	1
Transformador de corriente 66 kV	3
Transformador de potencial 66 kV	3
Aislador de pedestal 66 kV	1

Tabla 9.19: Equipos principales S/E Quiani. (*)

Equipos	Cantidad
Interruptor de poder trifásico 66 kV	1
Desconectador trifásico 66 kV (con puesta a tierra)	1
Desconectador trifásico 66 kV (sin puesta a tierra)	1
Transformador de corriente 66 kV	3
Transformador de potencial 66 kV	3
Aislador de pedestal 66 kV	1

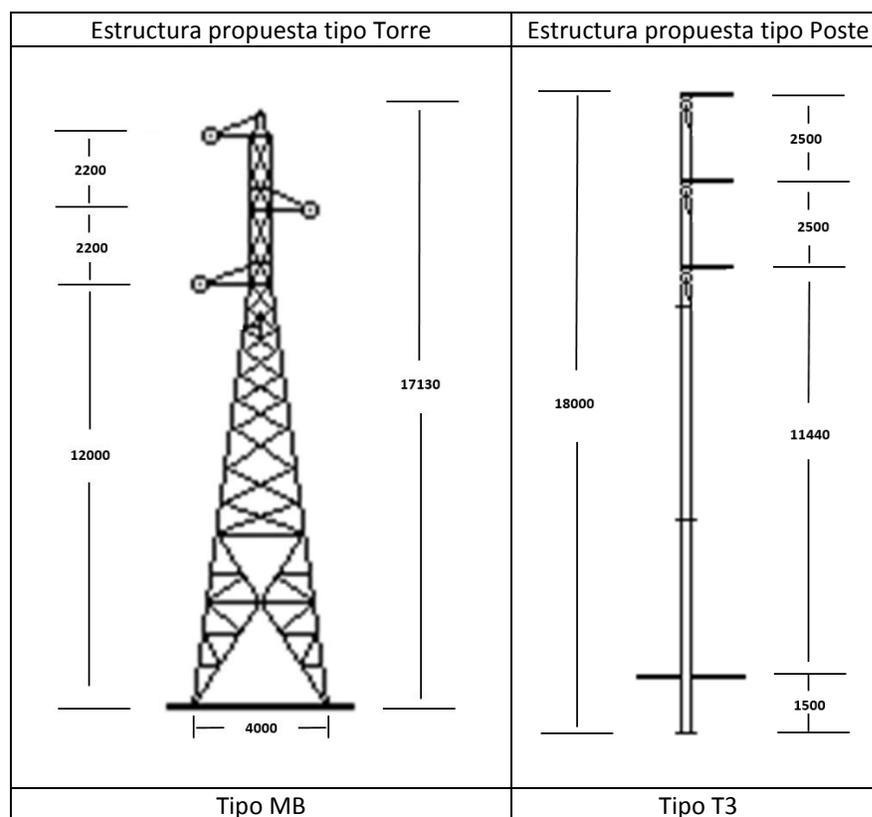
9.6.6 (*): AL NO CONTAR CON EL PLANO DE PLANTA GENERAL, SE UTILIZAN CANTIDAD DE EQUIPOS ESTÁNDAR.

9.6.7 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTE

Las principales características de la línea de transmisión en 66 kV que une la subestación Parinacota con la subestación Quiani son las siguientes:

- Nivel de tensión : 66 kV
- Número de circuitos : 1
- Conductor : Un conductor por fase, AAAC CAIRO 465,4 MCM (236 mm²)
- Cable de guardia óptico : OPGW 18 Fibras
- Aislamiento : Cadena de aisladores de vidrio o Aisladores poliméricos
- Longitud Aproximada : 7 km
- Capacidad de Transmisión : 28 MVA
- Tipo de estructuras : Metálicas de acero galvanizado o poste de hormigón.

Figura 9.27: Geometría de estructuras línea 1x66 kV Parinacota – Quiani.



En el siguiente cuadro se resume la cantidad y tipo de estructuras estimadas para el proyecto:

Tipo de Torre	Cantidad	Porcentaje %
Suspensión	20	71%
Anclaje	8	29%
Total general	28	100%

9.6.8 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 9.20, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.20: Presupuesto estimado de Línea 1x66 kV Parinacota - Quiani.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	2.158
1.1	Ingeniería	118
1.2	Instalación de faenas	100
1.3	Suministro, Obras Civiles	1.820
1.4	Gestión medioambiental	82
1.5	Servidumbre	38
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	318
2.1	Dirección de obra	55
2.2	Gastos generales y seguros	204
2.3	Inspección técnica de obra	60
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	2.476
4	Utilidades del contratista	182
5	Contingencias	129
6	Intereses Intercalarios	109
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	2.897

9.6.9 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indica las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial. Todas las actividades, construcción de la línea 66 kV y ampliación de las subestaciones se iniciarán en paralelo.

Tabla 9.21: Cronograma general de ejecución proyecto

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2				
		1	2	3	4	1	2	3	4	
1	Adjudicación Contratistas	■								
2	Tramitación DIA o EIA		■	■	■					
3	Ingeniería			■	■					
4	Servidumbres			■	■					
5	Suministros				■	■	■			
6	Construcción						■	■	■	
7	Puesta en Servicio									■

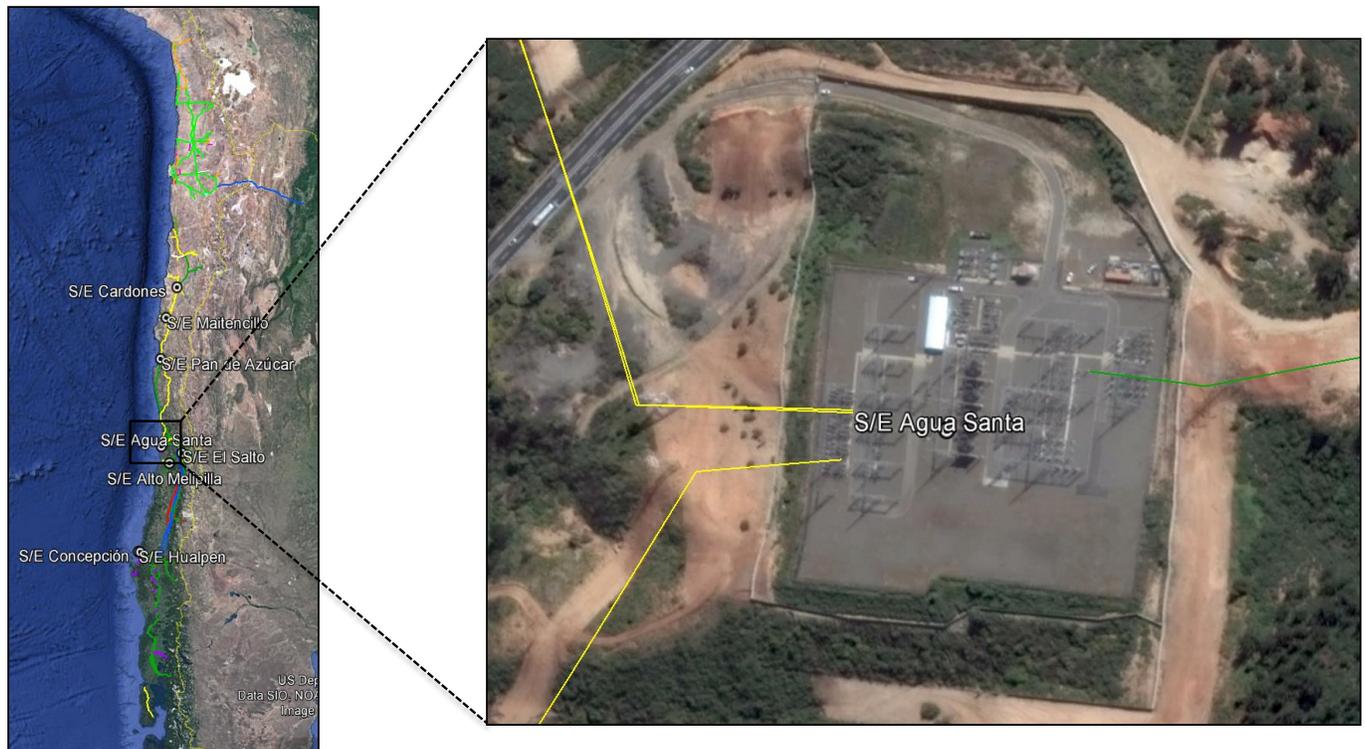
El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación.

9.7 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN AGUA SANTA

9.7.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación Agua Santa se ubica aproximadamente a 380 m.s.n.m, en la V Región de Valparaíso, comuna de Viña del Mar y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 262.709 Este, 6.337.367 Sur.

Figura 9.28: Ubicación de la S/E Agua Santa.



9.7.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Se propone realizar las siguientes modificaciones a la subestación Agua Santa:

Patio 220 kV: Desarrollar una configuración de doble barra con doble interruptor, utilizando los equipos primarios existentes en la subestación.

Patio 110 kV: Construir una segunda barra en 110 kV e implementar una configuración de doble interruptor para el circuito de Agua Santa – Placilla.

Transformación: Implementación de la una segunda unidad de transformación 220/115/60 [kV] de 300 [MVA], la cual se realizaría con la unidad de reserva de la subestación.

La siguiente figura muestra el diagrama unilineal simplificado de la subestación, considerando la propuesta de proyecto, de acuerdo con lo indicado anteriormente:

Figura 9.29: Diagrama unilineal simplificado S/E Agua Santa Patio 220 kV (modificada).

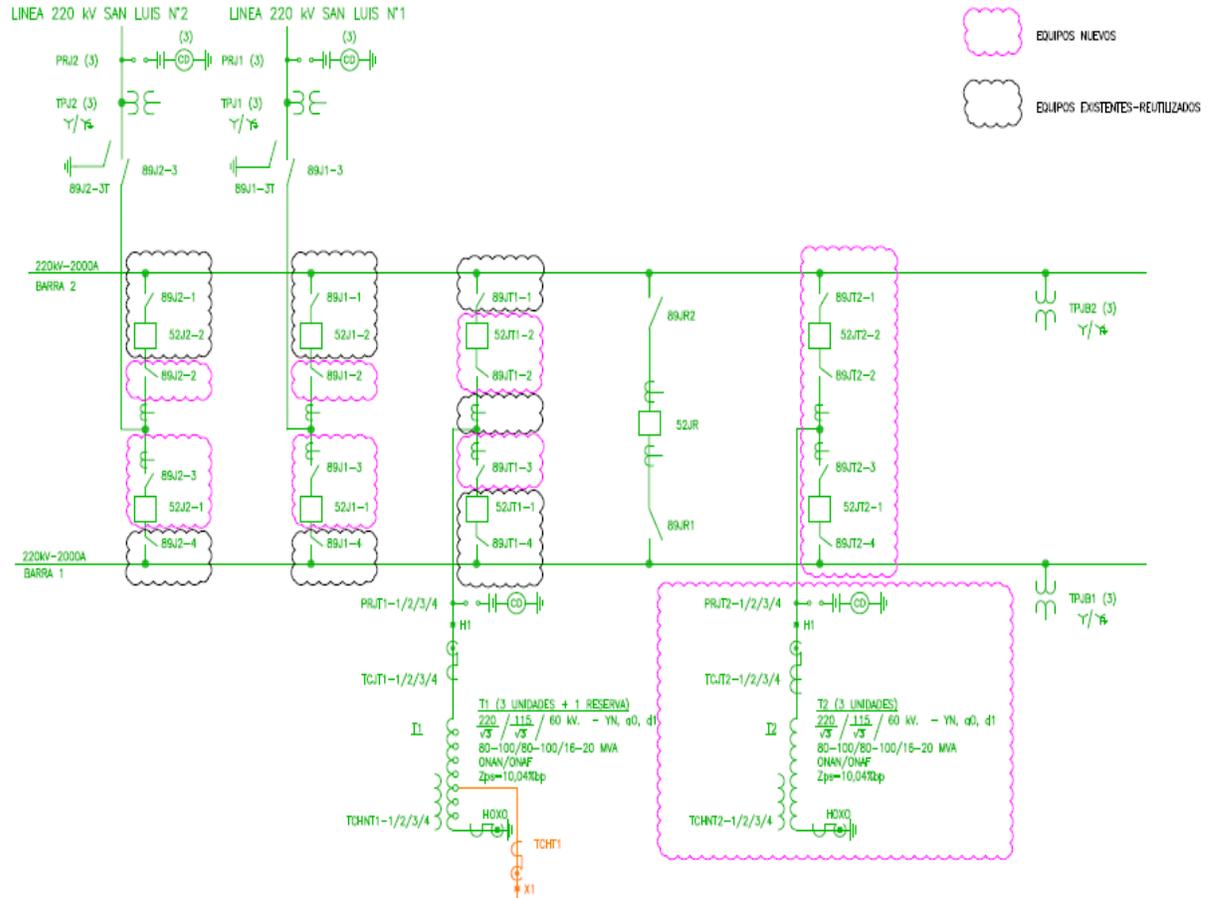
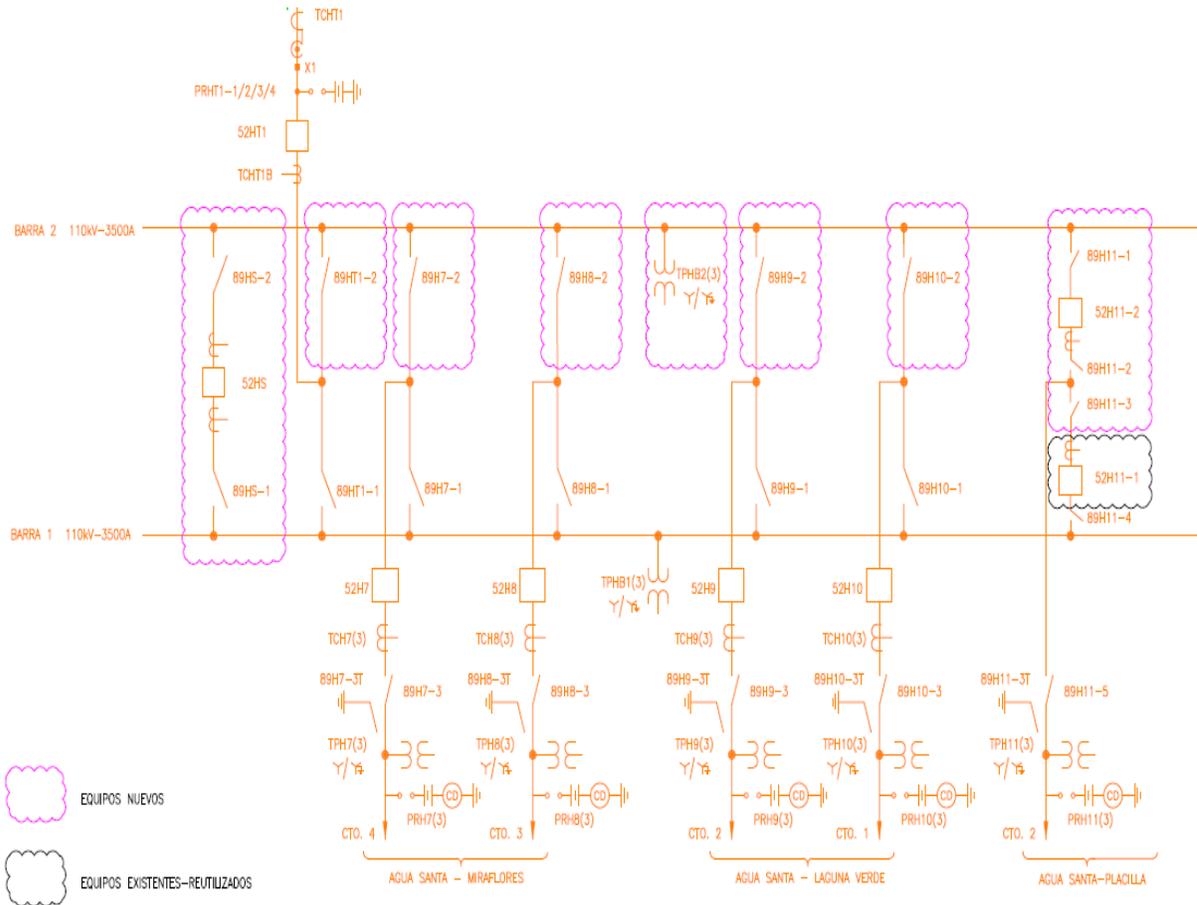


Figura 9.30: Diagrama unilineal simplificado S/E Agua Santa Patio 110 kV (modificada).



9.7.3 EQUIPOS PRINCIPALES Y PRESUPUESTO

En la siguiente tabla se presentan los equipos principales para la realización de este proyecto.

Tabla 9.22: Equipos principales S/E Agua Santa

Equipos	Cantidad	Observación
Interruptor de accionamiento monopolar 245 [kV]	5	Proyectado
Desconectador sin puesta a tierra 245 [kV]	10	Proyectado
Transformador de corriente 245 [kV]	15	Proyectado
Aislador de pedestal 245 [kV]	2	Proyectado
Interruptor de accionamiento monopolar 245 [kV]	3	Existente (reutilizado)
Desconectador sin puesta a tierra 245 [kV]	6	Existente (reutilizado)
Transformador de corriente 245 [kV]	3	Existente (reutilizado)
Aislador de pedestal 245 [kV]	6	Existente (reutilizado)
Interruptor de accionamiento monopolar 110 [kV]	2	Proyectado
Desconectador sin puesta a tierra 110 [kV]	10	Proyectado
Aisladores de pedestal 110 [kV]	8	Proyectado
Transformador de potencial 110 [kV]	3	Proyectado
Transformador de corriente 110 [kV]	9	Proyectado
Interruptor de accionamiento monopolar 110 [kV]	1	Existente (reutilizado)
Transformador de corriente 110 [kV]	3	Existente (reutilizado)
Autotransformador 220/115/60 [kV], 300 [MVA]	3	Proyectado
Pararrayo 220 [kV]	3	Proyectado
Aislador polimérico 220 [kV]	3	Proyectado
Conjunto de aisladores 110 [kV]	3	Proyectado

El presupuesto estimado, según el detalle de la siguiente tabla, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.23: Presupuesto estimado S/E Agua Santa

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	8.973
1.1	Ingeniería	468
1.2	Instalación de faenas	170
1.3	Suministro, Obras Civiles	8.244
1.4	Gestión medioambiental	92
1.5	Servidumbre	0
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	1.767
2.1	Dirección de obra	457
2.2	Gastos generales y seguros	1.143
2.3	Inspección técnica de obra	167
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	1.417
4	Utilidades del contratista	914
5	Contingencias	457
6	Intereses Intercalarios	46
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	12.156

9.7.4 CRONOGRAMA

En la tabla presente se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial.

Tabla 9.24: Cronograma general de ejecución proyecto S/E Agua Santa.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2				AÑO 3			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■										
2	Ingeniería			■	■								
3	Permisos y Tramitación DIA / EIA /Comunidades			■	■	■							
4	Suministros					■	■						
5	Construcción						■	■	■				
6	Puesta en Servicio y entrada en operación										■		

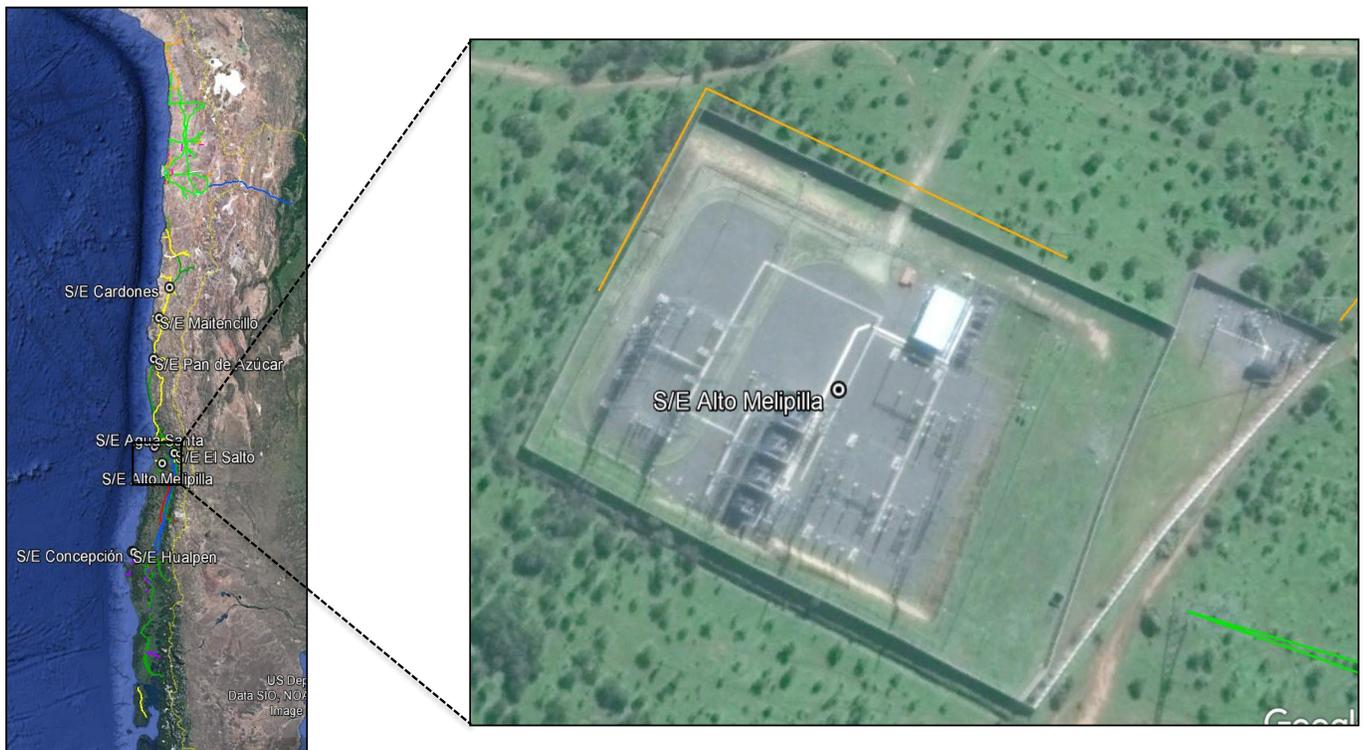
El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes al inicio de la licitación.

9.8 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN ALTO MELIPILLA

9.8.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación Alto Melipilla se ubica aproximadamente a 210 m.s.n.m, en la Región Metropolitana, comuna de Melipilla y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 292.618 Este, 6.269.807 Sur.

Figura 9.31: Ubicación de la S/E Alto Melipilla.



9.8.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Se propone realizar las siguientes modificaciones a la subestación Alto Melipilla:

Patio 220 kV: Construcción de barras de acuerdo a configuración en anillo de cuatro (4) puntas, utilizando los equipos primarios existentes en la subestación.

Patio 110 kV: Construcción de segunda barra principal.

Transformación: Instalación de segunda unidad de transformación 220/115/13,2 kV de 150 [MVA], utilizando la misma unidad de reserva de la unidad actual.

La siguiente figura muestra el diagrama unilineal simplificado de la subestación, considerando la propuesta de proyecto, de acuerdo con lo indicado anteriormente:

Figura 9.32: Diagrama unilineal simplificado S/E Alto Melipilla Patio 220 kV (modificada).

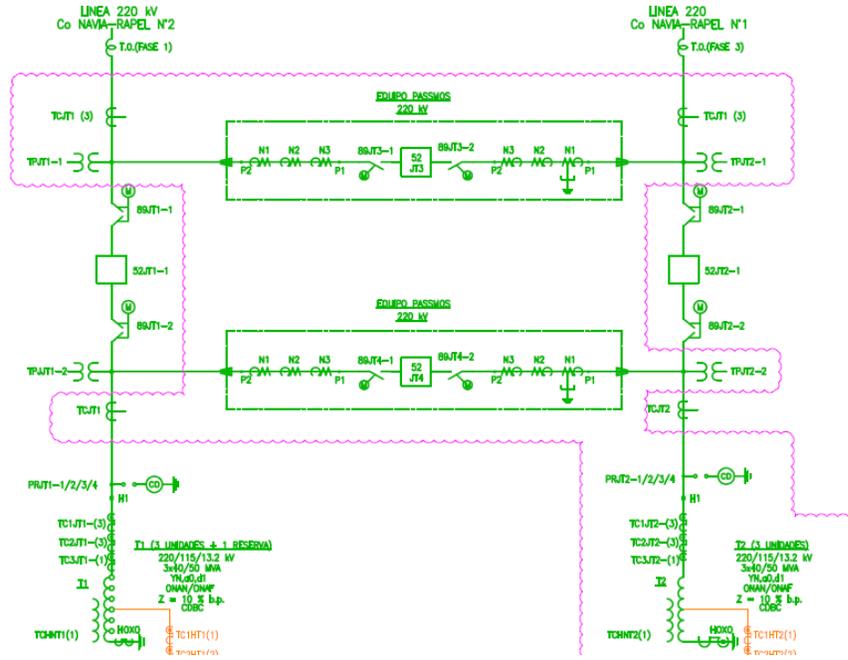
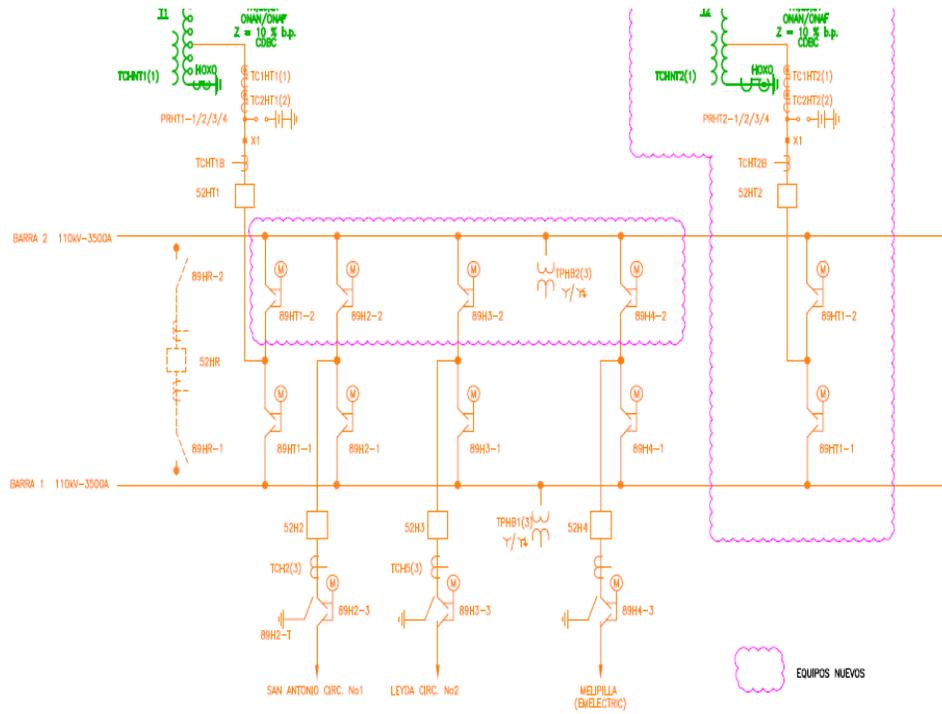


Figura 9.33: Diagrama unilineal simplificado S/E Alto Melipilla Patio 110 kV (modificada).



9.8.3 EQUIPOS PRINCIPALES Y PRESUPUESTO

En la siguiente tabla se presentan los equipos principales para la realización de este proyecto.

Tabla 9.25: Equipos principales S/E Alto Melipilla.

Equipos	Cantidad	Observación
Transformador de corriente 245 [kV]	9	Proyectado
Transformador de potencial 245 [kV]	9	Proyectado
Equipo híbrido 245 [kV] compuesto por 1 interruptor, 2 desconectores sin puesta a tierra y 6 transformadores de corriente	2	Proyectado
Aislador de pedestal 245 [kV]	8	Existente (reutilizado)
Transformador de corriente 245 [kV]	3	Existente (reutilizado)
Desconector pantógrafo 110 [kV]	9	Proyectado
Aislador de pedestal 110 [kV]	6	Proyectado
Autotransformador 220/115/13,2 [kV], 150 [MVA]	3	Proyectado
Pararrayo 220 [kV]	3	Proyectado
Aislador polimérico 220 [kV]	3	Proyectado
Conjunto de aisladores 110 [kV]	3	Proyectado

El presupuesto estimado, según el detalle de la siguiente tabla, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.26: Presupuesto estimado S/E Alto Melipilla.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	8.727
1.1	Ingeniería	315
1.2	Instalación de faenas	423
1.3	Suministro, Obras Civiles	7.877
1.4	Gestión medioambiental	112
1.5	Servidumbre	0
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	1.794
2.1	Dirección de obra	448
2.2	Gastos generales y seguros	1.119
2.3	Inspección técnica de obra	227
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	1.388
4	Utilidades del contratista	895
5	Contingencias	448
6	Intereses Intercalarios	45
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	11.909

9.8.4 CRONOGRAMA

En la tabla presente se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial.

Tabla 9.27: Cronograma general de ejecución proyecto S/E Alto Melipilla

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2				AÑO 3			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■										
2	Ingeniería			■	■								
3	Permisos y Tramitación DIA / EIA /Comunidades			■	■	■							
4	Suministros						■	■					
5	Construcción							■	■	■			
6	Puesta en Servicio y entrada en operación											■	

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes al inicio de la licitación.

9.9 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN CONCEPCIÓN

9.9.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación Concepción se ubica aproximadamente a 25 m.s.n.m, en la Región del Biobío, comuna de Concepción y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 675.521 Este, 5.925.046 Sur.

Figura 9.34: Ubicación de la S/E Concepción.



9.9.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Se propone realizar las siguientes modificaciones a la subestación Concepción:

Patio 220 kV: Construcción de patio 220 [kV] en configuración interruptor y medio en tecnología GIS, considerando caseta de control.

Patio 154 kV: Construcción de segunda barra principal, utilizando los equipos primarios existentes en la subestación. Además, se incorpora un seccionador en la barra principal n°1 y una nueva conexión desde transformador T7 hacia paño que actualmente se encuentra fuera de servicio.

La siguiente figura muestra el diagrama unilínea simplificado de la subestación, considerando la propuesta de proyecto, de acuerdo con lo indicado anteriormente:

Figura 9.35: Diagrama unilineal simplificado S/E Concepción Patio 220 [kV] (modificada).

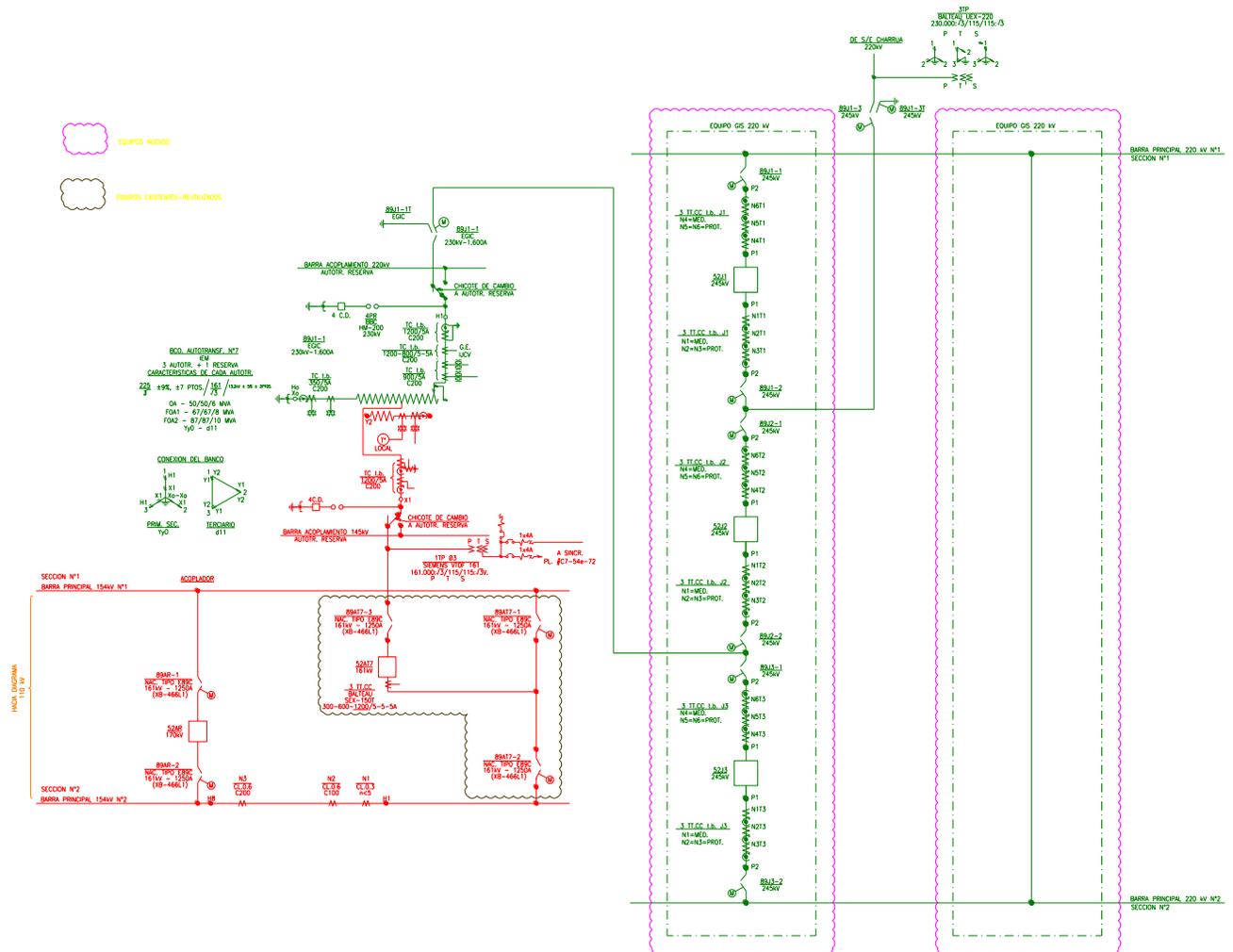
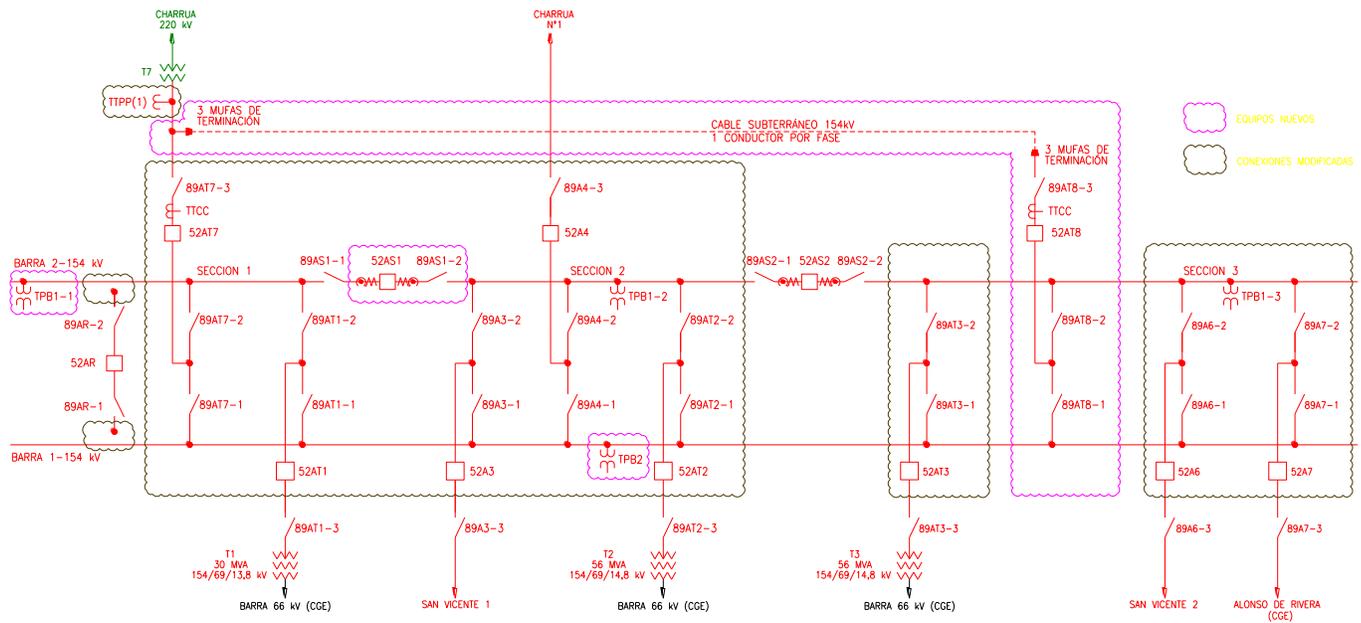


Figura 9.36: Diagrama unilineal simplificado S/E Concepción Patio 154 [kV] (modificada).



9.9.3 EQUIPOS PRINCIPALES Y PRESUPUESTO

En la siguiente tabla se presentan los equipos principales para la realización de este proyecto.

Tabla 9.28: Equipos principales S/E Concepción.

Equipos	Cantidad	Observación
Equipo GIS 220 [kV] en disposición interruptor y medio	1	Proyectado
Desconectador con puesta a tierra 154 [kV]	3	Existente
Desconectador sin puesta a tierra 154 [kV]	14	Existente
Transformador de potencial 154 [kV]	7	Existente
Transformador de corriente 154 [kV]	9	Existente
Trampa de ondas 154 [kV]	4	Existente
Condensador de acoplamiento 154 [kV]	4	Existente
Aislador de pedestal 154 [kV]	2	Existente
Interruptor de poder tripolar tipo columna 154 [kV]	3	Existente
Interruptor de poder tripolar tipo tanque muerto 154 [kV]	3	Existente
Mufa de 154 [kV]	6	Proyectado
Desconectador sin puesta a tierra 154 [kV]	4	Proyectado
Interruptor de poder tripolar tipo tanque muerto 154 [kV]	1	Proyectado
Interruptor de poder tripolar tipo columna 154 [kV]	1	Proyectado
Transformador de potencial 154 [kV]	6	Proyectado
Transformador de corriente 154 [kV]	3	Proyectado
Transformador de potencial 154 [kV]	1	Existente (reutilizado)

El presupuesto estimado, según el detalle de la siguiente tabla, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.29: Presupuesto estimado S/E Concepción.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	7.153
1.1	Ingeniería	419
1.2	Instalación de faenas	266
1.3	Suministro, Obras Civiles	6.416
1.4	Gestión medioambiental	52
1.5	Servidumbre	0
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	1.470
2.1	Dirección de obra	367
2.2	Gastos generales y seguros	917
2.3	Inspección técnica de obra	186
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	1.138
4	Utilidades del contratista	734
5	Contingencias	367
6	Intereses Intercalarios	37
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	9.761

9.9.4 CRONOGRAMA

En la tabla presente se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial.

Tabla 9.30: Cronograma general de ejecución proyecto S/E Concepción.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■						
2	Ingeniería			■	■				
3	Permisos y Tramitación DIA / EIA /Comunidades			■	■				
4	Suministros					■	■		
5	Construcción						■	■	
6	Puesta en Servicio y entrada en operación								■

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes al inicio de la licitación.

9.10 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN EL SALTO

9.10.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación El Salto se ubica aproximadamente a 600 m.s.n.m, en la Región Metropolitana, comuna de Huechuraba y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 348.502 Este, 6.307.715 Sur.

Figura 9.37: Ubicación de la S/E El Salto.



9.10.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Se propone realizar las siguientes modificaciones a la subestación:

Patio 220 kV: Transformar barra principal en barra seccionada entre circuitos de línea Polpaico – El Salto 220 [kV], utilizando los equipos primarios existentes en la subestación.

Patio 110 kV: Transformar barra de transferencia en segunda barra principal y realizar configuración doble interruptor, utilizando los equipos primarios existentes en la subestación.

Transformación: Dada la particular topología del sistema de transmisión zonal de la Región Metropolitana, en un futuro estudio de planificación, se analizará una solución conjunta para el sistema.

9.10.3 EQUIPOS PRINCIPALES Y PRESUPUESTO

En la siguiente tabla se presentan los equipos principales para la realización de este proyecto.

Tabla 9.31: Equipos principales S/E El Salto.

Equipos	Cantidad	Observación
Interruptor de accionamiento monopolar 245 [kV]	1	Proyectado
Transformador de corriente 245 [kV]	3	Proyectado
Transformador de potencial 245 [kV]	6	Proyectado
Desconectador sin puesta a tierra 245 [kV]	2	Proyectado
Aislador de pedestal 245 [kV]	22	Proyectado
Equipo híbrido 245 [kV] compuesto por: 1 interruptor, 2 desconectadores sin puesta a tierra y 6 transformadores de corriente	1	Proyectado
Interruptor de accionamiento monopolar 110 [kV]	6	Proyectado
Desconectador pantógrafo 110 [kV]	18	Proyectado
Transformador de corriente 110 [kV]	18	Proyectado
Transformador de potencia 110 [kV]	3	Proyectado
Aislador de pedestal 110 [kV]	18	Existente (reutilizado)
Desconectador sin puesta a tierra 110 [kV]	6	Existente (reutilizado)
Transformador de corriente 110 [kV]	18	Existente (reutilizado)

El presupuesto estimado, según el detalle de la siguiente tabla, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.32: Presupuesto estimado S/E El Salto.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	1.875
1.1	Ingeniería	55
1.2	Instalación de faenas	59
1.3	Suministro, Obras Civiles	1.761
1.4	Gestión medioambiental	0
1.5	Servidumbre	0
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	353
2.1	Dirección de obra	95
2.2	Gastos generales y seguros	237
2.3	Inspección técnica de obra	21
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	294
4	Utilidades del contratista	190
5	Contingencias	95
6	Intereses Intercalarios	9
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	2.522

9.10.4 CRONOGRAMA

En la tabla presente se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial.

Tabla 9.33: Cronograma general de ejecución proyecto S/E El Salto

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2				AÑO 3			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■										
2	Ingeniería			■	■								
3	Permisos y Tramitación DIA / EIA /Comunidades			■	■	■							
4	Suministros						■	■					
5	Construcción							■	■	■			
6	Puesta en Servicio y entrada en operación										■		

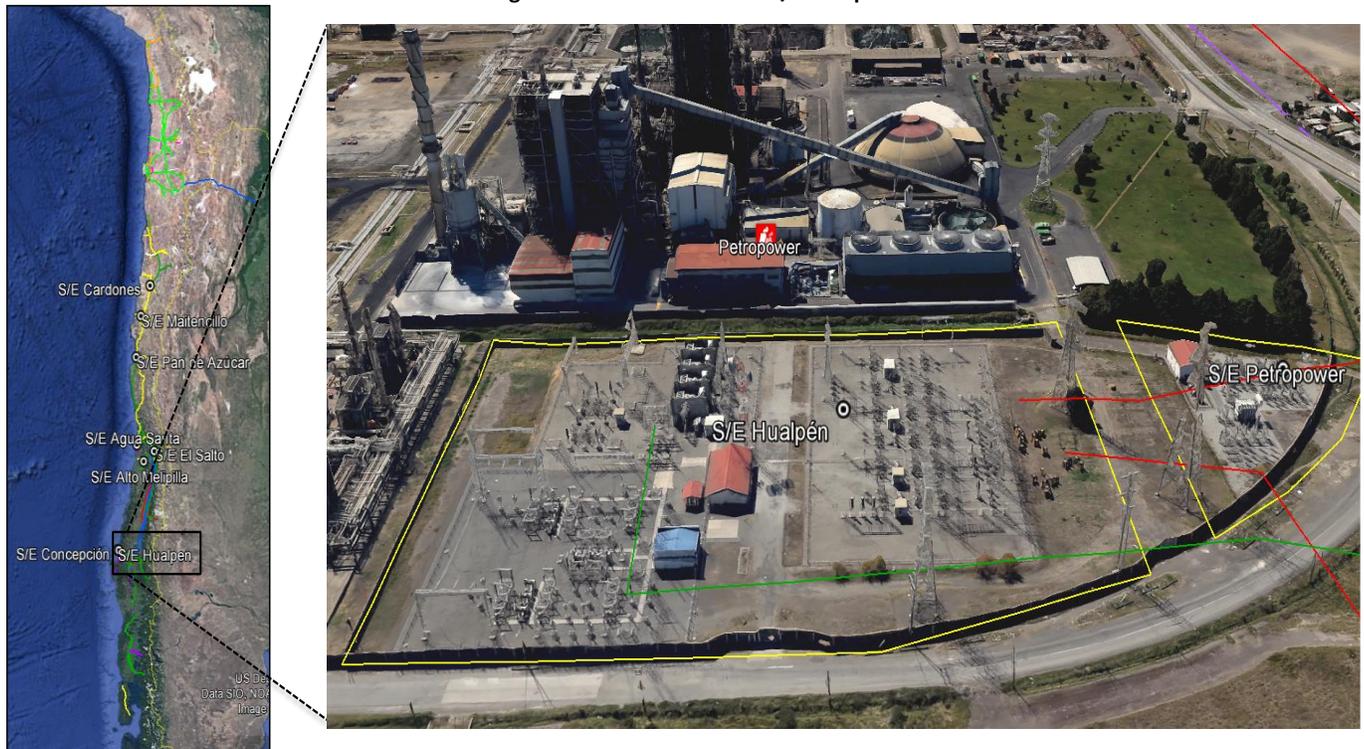
El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes al inicio de la licitación.

9.11 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN HUALPÉN

9.11.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación Hualpén se ubica aproximadamente a 7 m.s.n.m, en la Región del Biobío, comuna de Hualpén y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 667.579 Este, 5.926.983 Sur.

Figura 9.39: Ubicación de la S/E Hualpén.



9.11.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Se propone realizar las siguientes modificaciones a la subestación Hualpén:

Patio 154 kV: Seccionamiento de la barra de 154 [kV]. Agregar un circuito a S/E San Vicente para cada sección de barra. Adicionalmente, implementar una topología de doble interruptor en el transformador 220/154kV, con el objetivo de que pueda ser transferido a cualquiera de las secciones de la barra.

La siguiente figura muestra el diagrama unilineal simplificado de la subestación, considerando la propuesta de proyecto, de acuerdo con lo indicado anteriormente:

9.11.3 EQUIPOS PRINCIPALES Y PRESUPUESTO

En la siguiente tabla se presentan los equipos principales para la realización de este proyecto.

Tabla 9.34: Equipos principales S/E Hualpén.

Equipos	Cantidad	Observación
Equipo híbrido 245 [kV] compuesto por 1 interruptor, 2 desconectores sin puesta a tierra y 3 transformadores de corriente	1	Proyectado
Mufa de 170 [kV]	6	Proyectado
Transformadores de corriente 154 [kV]	3	Proyectado
Transformadores de potencial 154 [kV]	4	Proyectado
Aisladores de pedestal 154 kV	14	Proyectado
Desconector tripolar 170 [kV] sin puesta a tierra	5	Proyectado
Interruptor de accionamiento monopolar 170 [kV]	2	Proyectado

El presupuesto estimado, según el detalle de la siguiente tabla, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.35: Presupuesto estimado S/E Hualpén.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	1.379
1.1	Ingeniería	60
1.2	Instalación de faenas	45
1.3	Suministro, Obras Civiles	1.259
1.4	Gestión medioambiental	15
1.5	Servidumbre	0
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	279
2.1	Dirección de obra	71
2.2	Gastos generales y seguros	176
2.3	Inspección técnica de obra	32
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	219
4	Utilidades del contratista	141
5	Contingencias	71
6	Intereses Intercalarios	7
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	1.877

9.11.5 CRONOGRAMA

En la tabla presente se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial.

Tabla 9.36: Cronograma general de ejecución proyecto S/E Hualpén.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■						
2	Ingeniería			■	■				
3	Permisos y Tramitación DIA / EIA /Comunidades			■	■				
4	Suministros					■	■		
5	Construcción						■	■	
6	Puesta en Servicio y entrada en operación								■

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes al inicio de la licitación.

9.12 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN CARDONES

9.12.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación Cardones se ubica aproximadamente a 769 m.s.n.m, en la Región de Atacama, comuna de Copiapó y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 363.586 Este, 6.958.578 Sur.

Figura 9.41: Ubicación de la S/E Cardones.



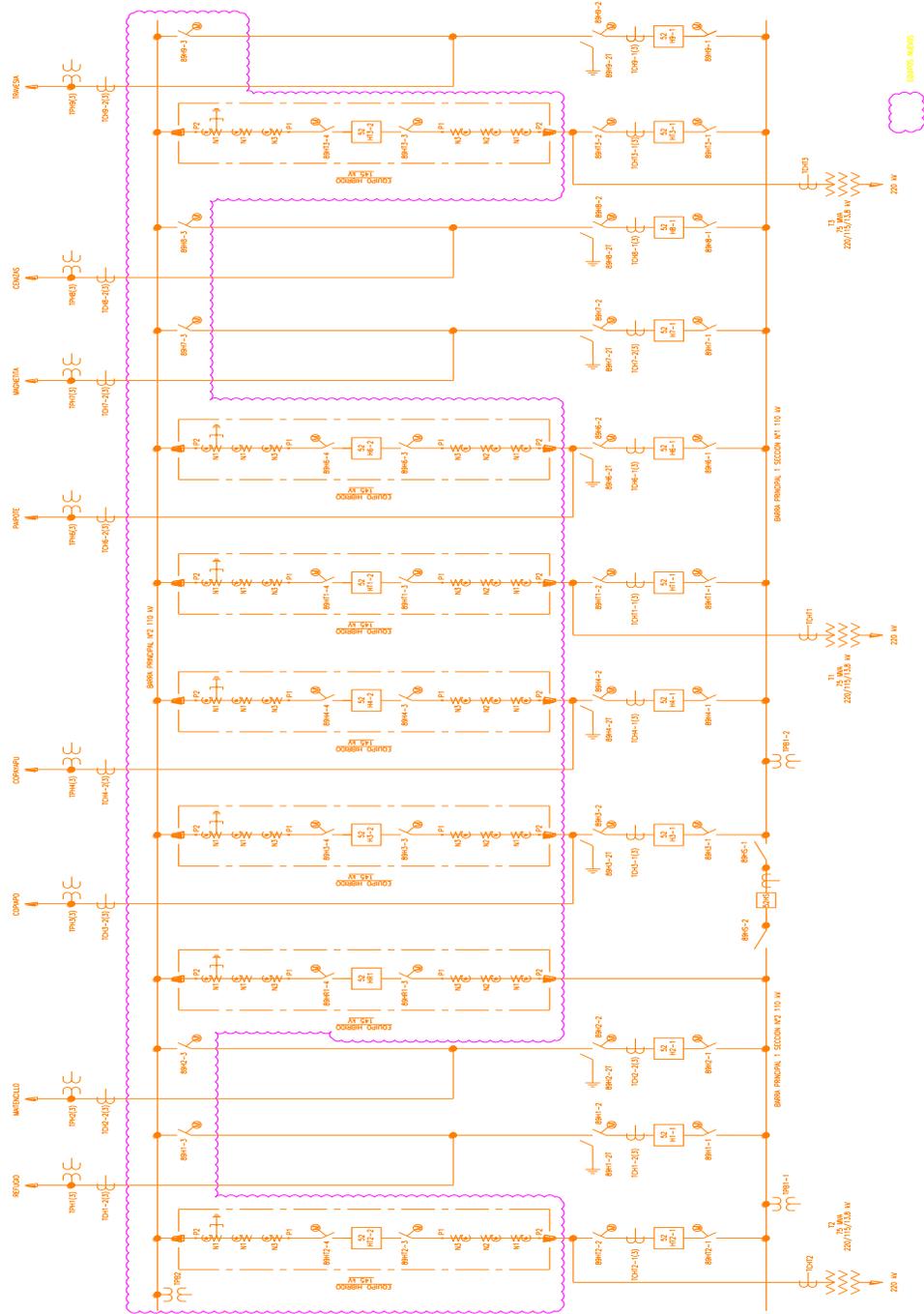
9.12.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Se propone realizar las siguientes modificaciones a la subestación Cardones:

Patio 110 kV: Construcción de una segunda barra en 110 kV. Además, implementar una configuración de doble interruptor para los circuitos de Copayapu, Copiapó y los transformadores de la Subestación Cardones.

La siguiente figura muestra el diagrama unilíneal simplificado de la subestación, considerando la propuesta de proyecto, de acuerdo con lo indicado anteriormente:

Figura 9.42: Diagrama unilineal simplificado lado 110 kV S/E Cardones (modificada).



9.12.3 EQUIPOS PRINCIPALES Y PRESUPUESTO

En la siguiente tabla se presentan los equipos principales para la realización de este proyecto.

Tabla 9.37: Equipos principales S/E Cardones.

Equipos	Cantidad	Observación
Equipo híbrido 245 [kV] compuesto por 1 interruptor, 2 desconectores sin puesta a tierra y 3 transformadores de corriente	7	Proyectado
Desconector sin puesta a tierra 110 [kV]	5	Proyectado
Aislador de pedestal 110 [kV]	18	Proyectado
Transformador de potencial 110 [kV]	3	Proyectado
Desconector sin puesta a tierra 110 [kV]	5	Existente - Reutilizado
Aislador de pedestal 170 [kV]	5	Existente - Reutilizado
Transformador de potencial 110 [kV]	4	Existente - Reutilizado

El presupuesto estimado, según el detalle de la siguiente tabla, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.38: Presupuesto estimado S/E Cardones.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	3.179
1.1	Ingeniería	118
1.2	Instalación de faenas	75
1.3	Suministro, Obras Civiles	2.971
1.4	Gestión medioambiental	15
1.5	Servidumbre	0
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	617
2.1	Dirección de obra	162
2.2	Gastos generales y seguros	404
2.3	Inspección técnica de obra	52
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	501
4	Utilidades del contratista	323
5	Contingencias	162
6	Intereses Intercalarios	16
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	4.298

9.12.4 CRONOGRAMA

En la tabla presente se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial.

Tabla 9.39: Cronograma general de ejecución proyecto S/E Cardones.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■						
2	Ingeniería			■	■				
3	Permisos y Tramitación DIA / EIA /Comunidades			■	■				
4	Suministros					■	■		
5	Construcción						■	■	
6	Puesta en Servicio y entrada en operación								■

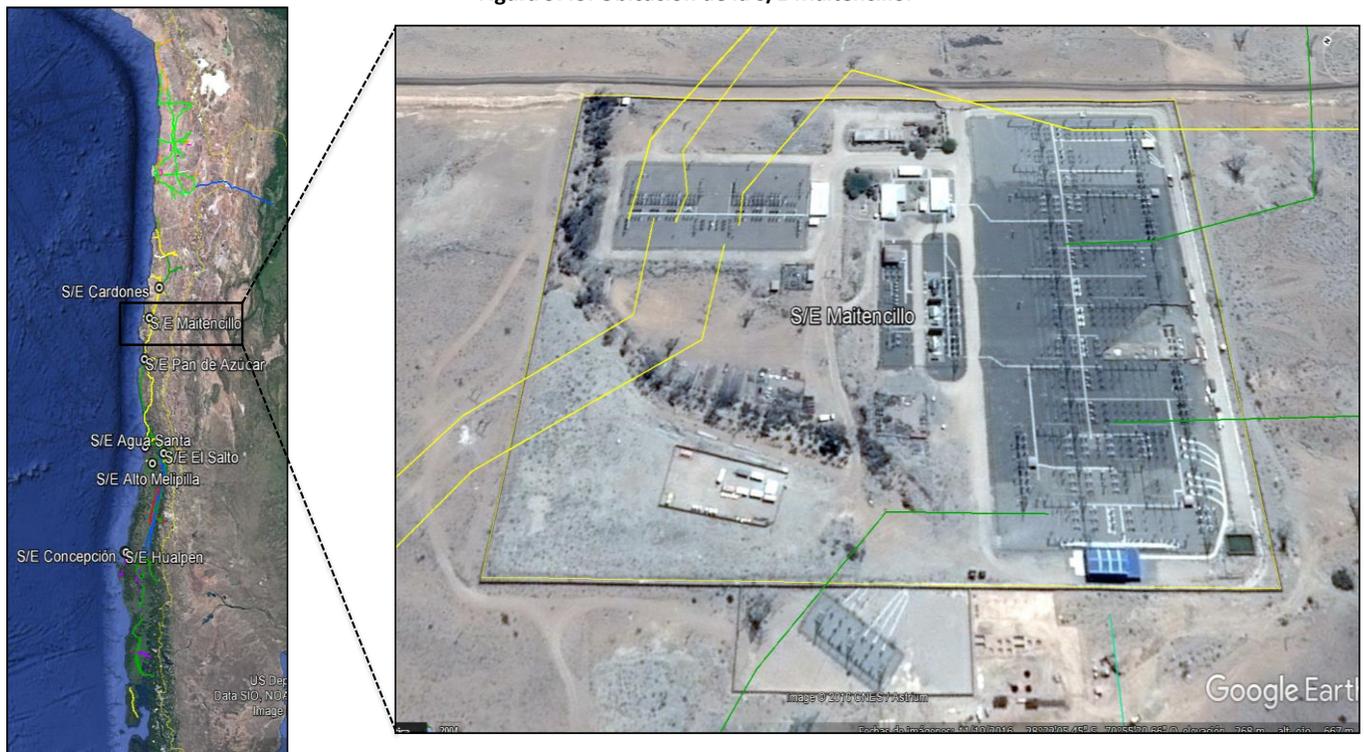
El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes al inicio de la licitación.

9.13 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN MAITENCILLO

9.13.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación Maitencillo se ubica aproximadamente a 268 m.s.n.m, en la Región de Atacama, comuna de Freirina y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 311.698 Este, 6.842.053 Sur.

Figura 9.43: Ubicación de la S/E Maitencillo.



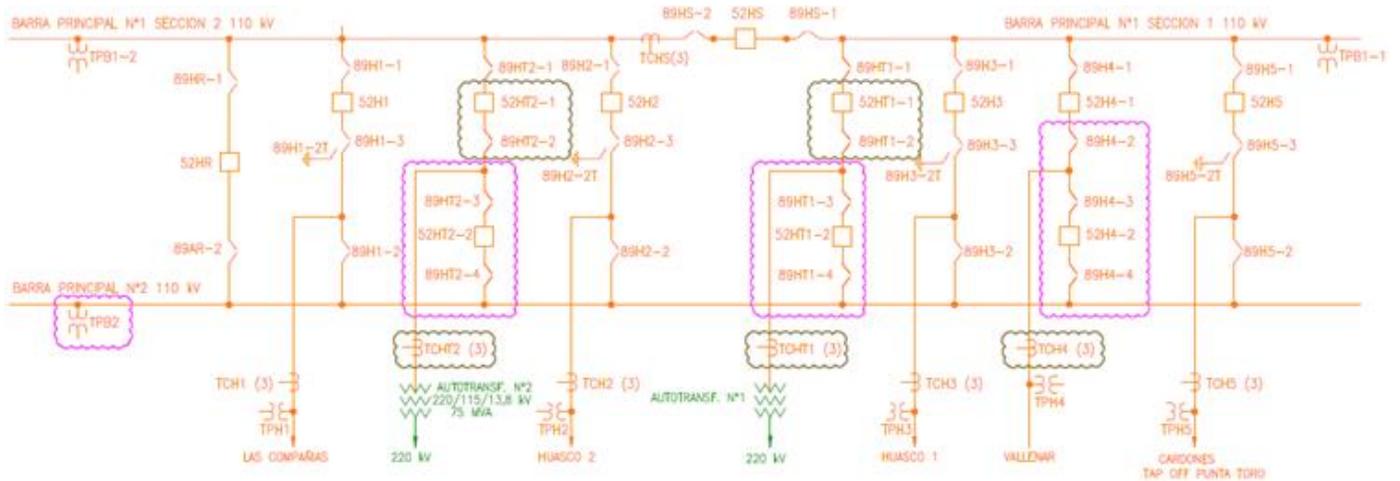
9.13.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Se propone realizar las siguientes modificaciones a la subestación Maitencillo:

Patio 110 kV: Construcción de una segunda barra en 110 kV. Además, se implementará una configuración de doble interruptor para el circuito de Vallenar y los transformadores de la SE Maitencillo.

La siguiente figura muestra el diagrama unilineal simplificado de la subestación, considerando la propuesta de proyecto, de acuerdo con lo indicado anteriormente:

Figura 9.44: Diagrama unilineal simplificado lado 110 kV S/E Maitencillo (modificada).



9.13.3 EQUIPOS PRINCIPALES Y PRESUPUESTO

En la siguiente tabla se presentan los equipos principales para la realización de este proyecto.

Tabla 9.40: Equipos principales S/E Maitencillo.

Equipos	Cantidad	Observación
Desconector pantógrafo 110 [kV]	9	Proyectado
Interruptor de poder mando monopolar 110 [kV]	3	Proyectado
Aisladores de pedestal 110 kV	9	Proyectado
Transformador de potencial 110 [kV]	3	Proyectado
Desconector sin puesta a tierra 110 [kV]	4	Proyectado
Desconector sin puesta a tierra 110 [kV]	2	Existente - Reutilizado
Transformador de corriente 110 [kV]	9	Existente - Reutilizado
Interruptor de accionamiento monopolar 110 [kV]	2	Existente - Reutilizado

El presupuesto estimado, según el detalle de la siguiente tabla, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.41: Presupuesto estimado S/E Maitencillo.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	611
1.1	Ingeniería	35
1.2	Instalación de faenas	22
1.3	Suministro, Obras Civiles	549
1.4	Gestión medioambiental	5
1.5	Servidumbre	0
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	125
2.1	Dirección de obra	31
2.2	Gastos generales y seguros	78
2.3	Inspección técnica de obra	15
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	97
4	Utilidades del contratista	63
5	Contingencias	31
6	Intereses Intercalarios	3
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	833

9.13.4 CRONOGRAMA

En la tabla presente se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial.

Tabla 9.42: Cronograma general de ejecución proyecto S/E Maitencillo.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■						
2	Ingeniería			■	■				
3	Permisos y Tramitación DIA / EIA /Comunidades			■	■				
4	Suministros					■	■		
5	Construcción						■	■	
6	Puesta en Servicio y entrada en operación								■

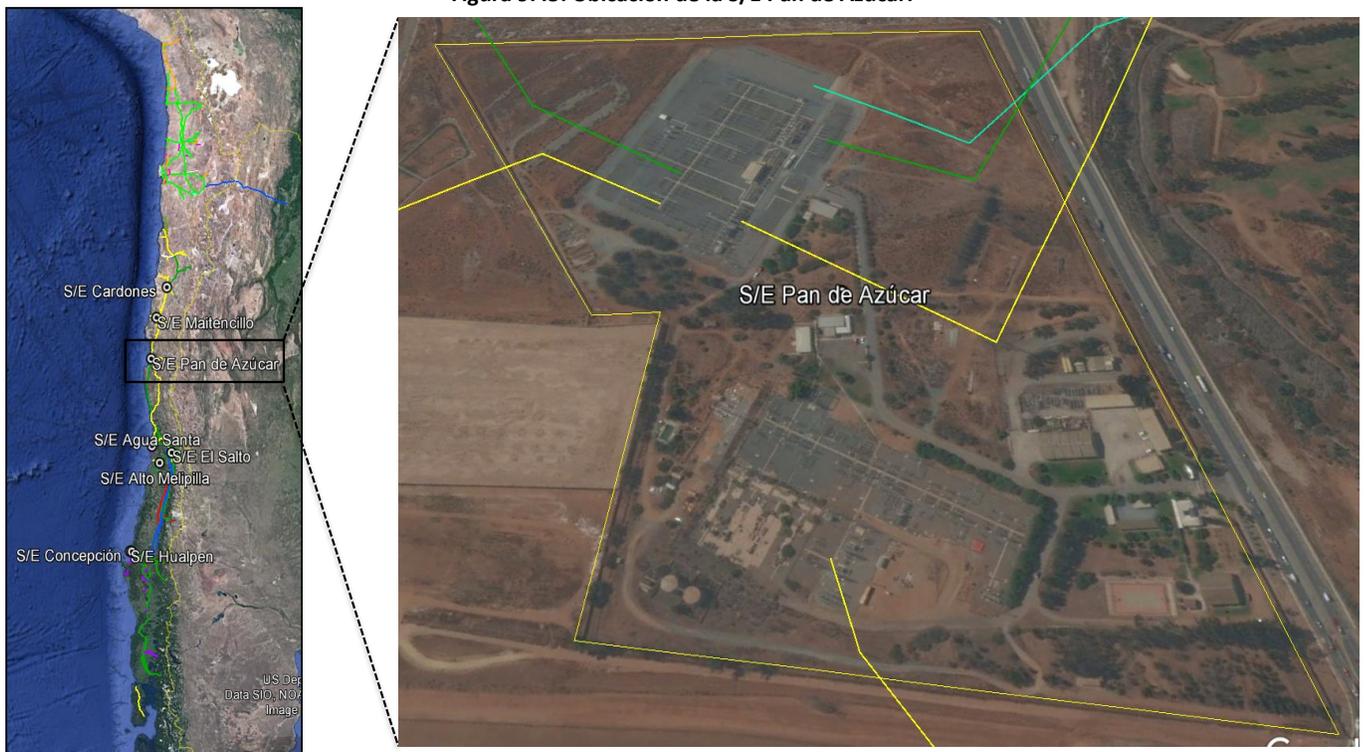
El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes al inicio de la licitación.

9.14 NUEVA CONFIGURACIÓN DE BARRA EN SUBESTACIÓN PAN DE AZÚCAR

9.14.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación Pan de Azúcar se ubica aproximadamente a 93 m.s.n.m, en la Región de Coquimbo, comuna de Coquimbo y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 280.182 Este, 6.681.609 Sur.

Figura 9.45: Ubicación de la S/E Pan de Azúcar.



9.14.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

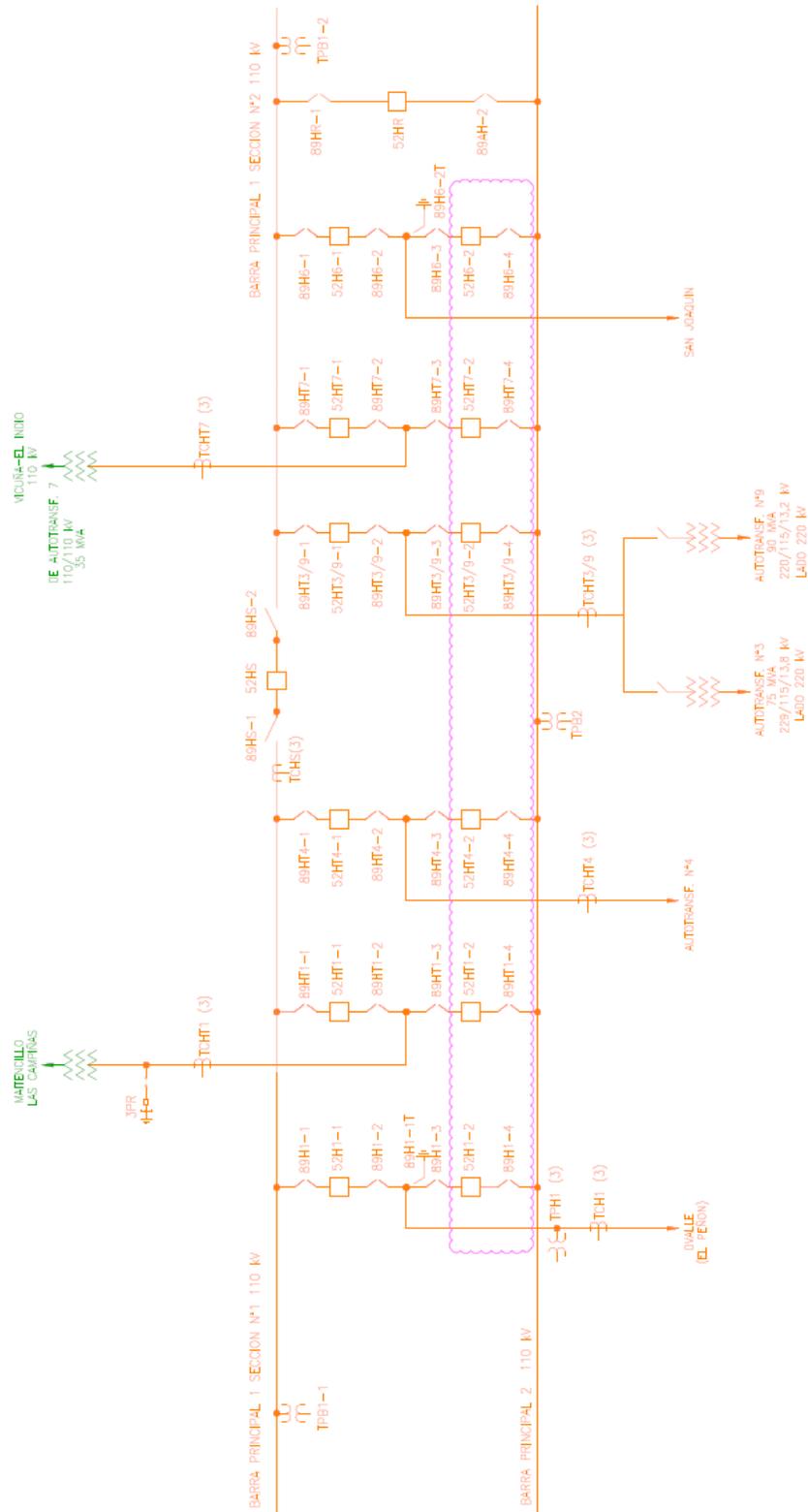
Se propone realizar las siguientes modificaciones a la subestación Pan de Azúcar:

Patio 110 kV: Implementar la barra de transferencia del patio de 110 [kV] como una segunda barra de este mismo patio.

Además, modificar a una configuración doble interruptor los circuitos de San Joaquín, Vicuña, Las Compañías, EMEC (CTO) y el circuito de 66 [kV]. Modificar a una configuración doble interruptor, las líneas hacia la SE El Peñón, al igual que los transformadores de la SE Pan de Azúcar.

La siguiente figura muestra el diagrama unilineal simplificado de la subestación, considerando la propuesta de proyecto, de acuerdo con lo indicado anteriormente:

Figura 9.46: Diagrama unilineal simplificado lado 110 kV S/E Pan de Azúcar (modificada).



9.14.3 EQUIPOS PRINCIPALES Y PRESUPUESTO

En la siguiente tabla se presentan los equipos principales para la realización de este proyecto.

Tabla 9.43: Equipos principales S/E Pan de Azúcar.

Equipos	Cantidad	Observación
Desconectador tipo pantógrafo 110 [kV]	18	Proyectado
Interruptor de poder tripolar 110 [kV]	6	Proyectado
Desconectores sin puesta a tierra 110 [kV]	9	Existente (reutilizado)
Desconectores con puesta a tierra 110 [kV]	2	Existente (reutilizado)
Transformador de corriente 110 [kV]	18	Existente (reutilizado)
Aislador de pedestal 110 [kV]	6	Existente (reutilizado)

El presupuesto estimado, según el detalle de la siguiente tabla, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA.

Tabla 9.44: Presupuesto estimado S/E Pan de Azúcar.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTO (US\$)	1.425
1.1	Ingeniería	96
1.2	Instalación de faenas	61
1.3	Suministro, Obras Civiles	1.251
1.4	Gestión medioambiental	17
1.5	Servidumbre	0
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US\$)	300
2.1	Dirección de obra	73
2.2	Gastos generales y seguros	184
2.3	Inspección técnica de obra	43
3	SUB TOTAL CONTRATO (US\$)	228
4	Utilidades del contratista	147
5	Contingencias	73
6	Intereses Intercalarios	7
7	COSTO TOTAL PROYECTO (US\$)	1.952

9.14.4 CRONOGRAMA

En la tabla presente se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial.

Tabla 9.45: Cronograma general de ejecución proyecto S/E Pan de Azúcar.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1				AÑO 2			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■						
2	Ingeniería			■	■				
3	Permisos y Tramitación DIA / EIA /Comunidades			■	■				
4	Suministros					■	■		
5	Construcción						■	■	
6	Puesta en Servicio y entrada en operación								■

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes al inicio de la licitación.

10. ANEXO 1: REPRESENTACIÓN DE LA DEMANDA

10.1 REPRESENTACIÓN DE CONSUMOS EN PLEXOS

10.2 REPRESENTACIÓN DE CONSUMOS EN PLP

11. ANEXO 2: REPRESENTACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS

11.1 REPRESENTACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS EN PLEXOS

11.2 REPRESENTACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS EN PLP

12. ANEXO 3: DETALLES DE PROYECTOS RECOMENDADOS

12.1 DETALLE DE PROYECTOS NACIONALES

12.1.1 NUEVA SE SECCIONADORA NUEVA TALTAL 500_220 KV

12.1.2 NUEVO BANCO DE TRANSFORMADORES 500_220 KV SUBESTACIÓN NUEVA CHARRUA

12.1.3 NUEVA LÍNEA NUEVA CHARRÚA – NUEVA MULCHÉN – NUEVA CAUTÍN – CIRUELOS, 2X500 KV

12.2 DETALLE DE PROYECTOS ZONALES

12.2.1 NUEVA SE SECCIONADORA NUEVA LA NEGRA 220_110 KV

12.2.2 TENDIDO 2° CIRCUITO LÍNEA CERRO DRAGON – CONDORES 110 KV

12.2.3 AMPLIACIÓN SE ALTO HOSPICIO 110 KV

12.2.4 NUEVA LÍNEA PUKARA – ARICA 66 KV

12.2.5 DERIVACIÓN LÍNEA 66 KV CD ARICA – ARICA EN SE CHINCHORRO 66 KV

12.2.6 NUEVA LÍNEA 66 KV PARINACOTA – QUIANI

12.2.7 NORMALIZACIÓN SE AGUA SANTA PATIO 220 KV Y 110 KV

12.2.8 NORMALIZACIÓN SE ALTO MELIPILLA PATIO 220 KV Y 110 KV

12.2.9 NORMALIZACIÓN SE CONCEPCIÓN 220 KV Y 154 KV

12.2.10 NORMALIZACIÓN SE EL SALTO PATIO 220 KV Y 110 KV

12.2.11 NORMALIZACIÓN SE HUALPEN PATIO 154 KV

12.2.12 NORMALIZACIÓN SE CARDONES PATIO 110 KV

12.2.13 NORMALIZACIÓN SE MAITENCILLO PATIO 110 KV

12.2.14 NORMALIZACIÓN SE PAN DE AZUCAR 110 KV

13. ANEXO 4: METODOLOGÍA DE RESILIENCIA

14. ANEXO 5: ESCENARIOS DE GENERACIÓN

15. ANEXO 6: ANALISIS DE COMPENSACIÓN – PROYECTO TALTAL
