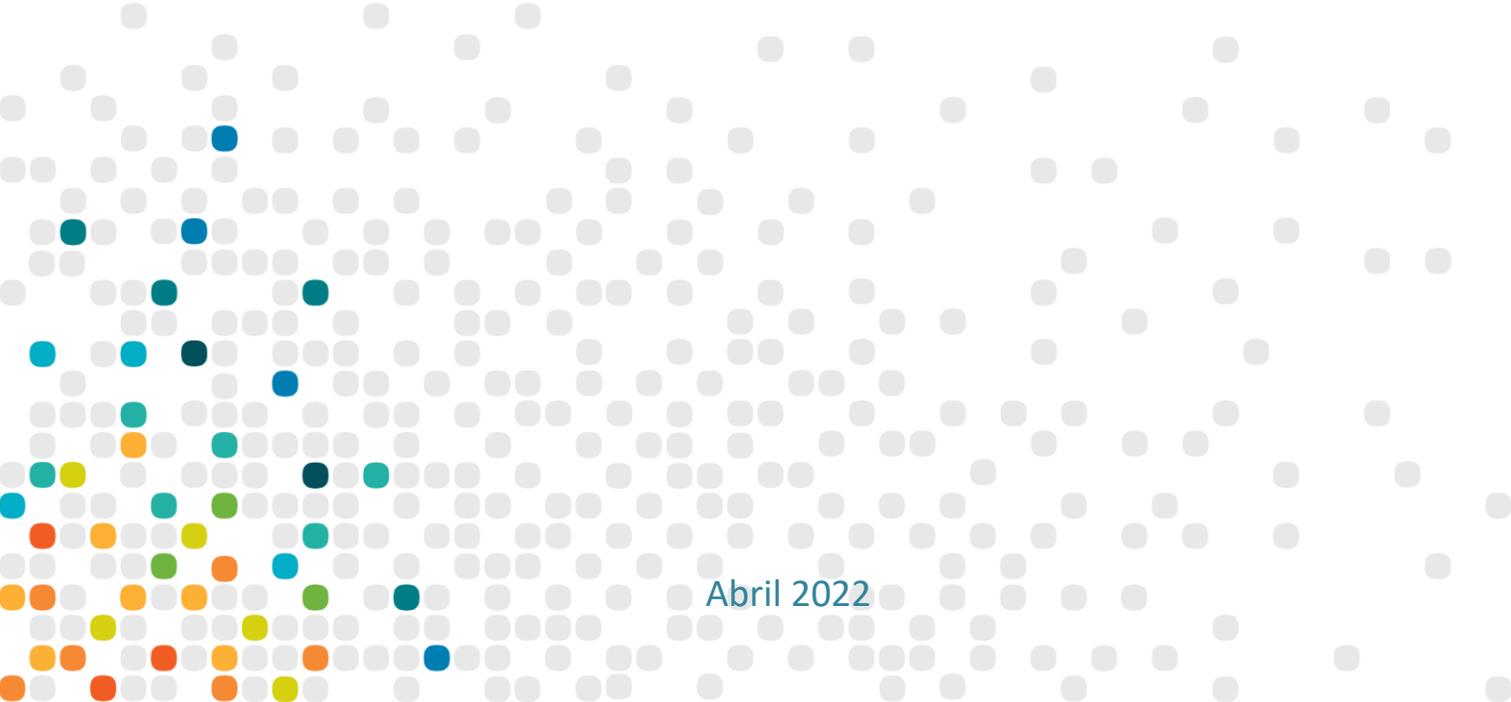


ESTUDIO DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

INFORME PRELIMINAR

2022



Abril 2022

CONTENIDO

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	6
1. INTRODUCCIÓN	8
1.1 OBJETIVO DEL ESTUDIO DE PRS	8
1.2 CONSIDERACIONES	8
1.3 ALCANCE	9
1.4 VIGENCIA Y REQUERIMIENTOS DE ACTUALIZACIÓN	10
2 IDENTIFICACIÓN DE LOS RECURSOS CON QUE CUENTA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL PARA EL PRS	11
2.1 PARTIDA AUTÓNOMA	11
2.2 AISLAMIENTO RÁPIDO	12
2.3 EQUIPAMIENTO DE VINCULACIÓN DE ISLAS ELÉCTRICAS	13
3 CUMPLIMIENTO ESTANDARES MÍNIMOS	16
3.1 CONTROL DE TENSIÓN	16
3.1.1 REQUISITOS DE DISEÑO Y APLICACIÓN DEL PRS (CT)	17
3.2 CONTROL DE FRECUENCIA	18
3.3 VÍAS DE COMUNICACIÓN	19
3.4 PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DE SSCC PARA PRS	20
3.5 PRUEBAS DE VERIFICACIÓN SCADA	20
3.6 INFORMACIÓN A SER ENTREGADA POR LOS COORDINADOS	22
3.7 CONDICIÓN DE UNIDADES GENERADORAS DE PARTIDA AUTÓNOMA	22
3.8 PROCEDIMIENTO PARA LA ENTREGA DE INFORMACIÓN A LAS AUTORIDADES	23
4 ESTUDIOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS	24
5 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO	25
5.1 ANTECEDENTES GENERALES	25
5.2 RECONOCIMIENTO DE ESCENARIO DE APAGÓN	25
5.3 CRITERIOS GENERALES APLICADOS PARA EL DESARROLLO DEL PRS	25
5.4 ZONAS Y ÁREAS DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO	27
5.5 DELEGACIÓN DE FUNCIONES - COR DESIGNADOS	28
5.6 ROLES Y RESPONSABILIDADES	29

5.6.1 ALCANCE DE FUNCIONES DEL CDC	30
5.6.2 ALCANCE DE FUNCIONES DE LOS COR	31
5.6.3 DIAGRAMA DE COMUNICACIONES PARA LA APLICACIÓN DEL PRS.	32
5.7 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO	33
5.7.1 ZONA NORTE GRANDE	36
5.7.1.1 ÁREA ARICA	36
5.7.1.2 ÁREA IQUIQUE	38
5.7.1.3 ÁREA TARAPACÁ	39
5.7.1.4 ÁREA CENTRO	45
5.7.1.5 ÁREA CAPRICORNIO	51
5.7.1.6 ÁREA O'HIGGINS	55
5.7.1.7 ÁREA CORDILLERA	56
5.7.2 ZONA NORTE CHICO	60
5.7.2.1 ÁREA DIEGO DE ALMAGRO.	60
5.7.2.2 ÁREA CARDONES.	66
5.7.2.3 ÁREA PAN DE AZÚCAR.	71
5.7.2.4 ÁREA INTERCONEXIÓN	73
5.7.3 ZONA CENTRO.	81
5.7.3.1 ÁREA CERRO NAVIA.	81
5.7.3.2 ÁREA ALTO JAHUEL	90
5.3.3.3 ÁREA ITAHUE.	101
5.7.4 ZONA QUINTA	108
5.7.4.1 ÁREA COSTA.	108
5.7.4.2 ÁREA VALLE.	116
5.7.5 ZONA SUR	118
5.7.5.1 ÁREA BIOBÍO	119
5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	124
6 ANÁLISIS DE LA CALIDAD Y CANTIDAD DE LOS RECURSOS PARA EL USO EN EL PRS.	136

6.1 PARTIDA AUTÓNOMA	136
6.2 CAPACIDAD DE AISLAMIENTO RÁPIDO	137
6.3 EQUIPAMIENTO DE VINCULACIÓN EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	138
ANEXO 1. INDICE DE ILUSTRACIONES	140
ANEXO 2. ÍNDICE DE TABLAS	143
ANEXO 3. COMPORTAMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SEN, AL SER ENERGIZADAS EN VACÍO.	144
ANEXO 4. NIVELES DE TENSIÓN Y POSICIÓN DE LOS TAPS QUE DEBEN SER CONSIDERADOS AL MOMENTO DE LA RECUPERACIÓN DE SERVICIO DESDE CHARRÚA	148
ANEXO 5 DELEGACIÓN DE FUNCIONES - COR DESIGNADOS	149
5.1 CENTROS DE CONTROL E INSTALACIONES ASOCIADAS	149
5.2 CENTROS DE CONTROL DESIGNADOS COMO COR.	154
ANEXO 6 ESTUDIOS ELÉCTRICOS	160
6.1 EVALUACIONES PRS 2021	160
6.1.1 EVALUACIÓN ÁREA INTERCONEXIÓN 500 KV, CON SVC EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR.	160
6.1.2 EVALUACIÓN APOYO AL ÁREA CORDILLERA (ZONA NORTE GRANDE) DESDE LAS ÁREAS DIEGO DE ALMAGRO O CARDONES.	164
6.1.3 EVALUACIÓN ALTERNATIVA DE ESTRATEGIA DE ENERGIZACIÓN ÁREA ITAHUE POR MEDIO DE LA CENTRAL COLBÚN A TRAVÉS DE S/E PUENTE NEGRO	166
6.2 EVALUACIONES PRS 2022	169
6.2.1 EVALUACIÓN ESTRATEGIA ÁREA CENTRO NORTE GRANDE ANTE AMPLIACIÓN KIMAL	169
6.2.1.1 ANTECEDENTES DE NUEVAS OBRAS.	169
6.2.1.2 IMPACTO AMPLIACIÓN S/E KIMAL.	169
6.2.1.3 VERIFICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE ENERGIZACIÓN	170
6.2.2 EVALUACIÓN ESTRATEGIA ÁREA BIOBÍO ANTE AMPLIACIÓN S/E EJERCITO	177
6.2.2.1 ANTECEDENTES DE NUEVAS OBRAS.	177
6.2.2.2 IMPACTO AMPLIACIÓN S/E EJERCITO 66 KV.	177
6.2.2.3 VERIFICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE ENERGIZACIÓN	179
6.2.3 PROPUESTA ESTRATEGIA ÁREA BIOBÍO ANTE ESCENARIO DE SEQUIA	183
6.2.3.1 IMPACTO DEL ESCENARIO DE SEQUÍA EN EL ÁREA BIOBÍO.	184

6.2.3.2 PLAN PROPUESTO ÁREA BIOBÍO (PLAN B)	185
6.2.2 EVALUACIÓN DE IMPACTO DE S/E LA PÓLVORA EN LAS ESTRATEGIAS DE ÁREA QUINTA COSTA	188
6.2.2.1 ANTECEDENTES DE NUEVAS OBRAS.	188
6.2.2.2 IMPACTO DE S/E LA PÓLVORA EN EL PRS	188
6.2.2.3 VERIFICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE ENERGIZACIÓN	189
6.2.3 EVALUACIÓN DE IMPACTO DE S/E RÍO ACONCAGUA EN EL PLAN B DE ÁREA QUINTA VALLE	197
6.2.3.1 ANTECEDENTES DE NUEVAS OBRAS.	197
6.2.3.2 IMPACTO DE S/E RÍO ACONCAGUA EN EL PRS	197
ANEXO 7 FICHA DE REPORTE DE EVENTO ENERGÉTICO ELÉCTRICO	200
ANEXO 8 PROGRAMACIÓN DE INCREMENTO DE GENERACIÓN Y REPOSICIÓN DE CARGAS CRÍTICAS NORTE GRANDE.	201
ANEXO 9 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN	203
ANEXO 10 RECURSOS EXISTENTES EN LAS INSTALACIONES DEL SEN PARA EL PRS	204

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Para la aplicación del presente Plan, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

CC:	Centro de Control.
CDC:	Centro de Despacho y Control.
CEN:	Coordinador Eléctrico Nacional.
COR:	Centro de Operación para la Recuperación de Servicio.
Estudio de PRS:	Corresponde al Estudio de Plan de Recuperación de Servicio que establece la NT-SSCC.
ERS:	Esquema de Recuperación de Servicio, corresponde a una configuración topológica y estado operativo específico de un conjunto de instalaciones del SEN, requeridos para iniciar las maniobras de recuperación del servicio.
NT-SSCC:	Norma Técnica de Servicios Complementarios.
NTSyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
PPRS:	Planes Particulares de Recuperación de Servicio, maniobras y acciones que requieren ser aplicadas por los Coordinados, para la energización de sus instalaciones, en consistencia con el PRS.
PRS:	Plan de Recuperación de Servicio a ser aplicado ante Apagón Total o Parcial del SEN, que incluye los respectivos PPRS y ERS.
SCADA:	Sistemas de Control y Supervisión para la Adquisición de Datos.
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional.
SITR:	Sistema de Información en Tiempo Real.
SS/AA:	Servicios Auxiliares.
SS/EE:	Subestaciones.

Para la aplicación del presente Plan, las siguientes definiciones tendrán el significado que a continuación se indica:

Aislamiento Rápido: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

Apagón Parcial: Desmembramiento del SEN a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor al 10% y menor al 70% de la demanda del SEN que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.

Apagón Total: Desmembramiento incontrolado del SEN a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70% de la demanda del SEN que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.

Área: Conjunto de instalaciones del SEN que constituyen áreas de recuperación de servicio acotadas e independientes, que cuenta con recursos suficientes para operar en condición de isla eléctrica en forma simultánea, y que permiten posteriormente un rápido restablecimiento del suministro eléctrico a través de equipos de vinculación.

Zona: Conjunto de instalaciones del SEN constituidas por Áreas.

Cargas Críticas: Demandas o consumos esenciales para el funcionamiento de la población, tales como hospitales, cuarteles de bomberos, recintos policiales, plantas telefónicas, plantas de tratamiento de agua potable, sistemas de transporte, suministro a unidades generadoras que no disponen de Partida Autónoma, entre otras.

Coordinador: Coordinador Eléctrico Nacional

Equipos de Vinculación: Equipamiento que permite la vinculación de islas eléctricas, permitiendo la sincronización efectiva de dos o más sistemas energizados para las distintas áreas que considera el PRS.

Evento energético de tipo eléctrico: afectación efectiva o potencial en el suministro eléctrico, resultado de una situación de origen que tenga consecuencias en el sistema eléctrico.

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento, corresponde al Estudio de Plan de Recuperación de Servicio requerido en el Artículo 3-49, del Título 3-9 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, en el cual se establece que el Coordinador deberá realizar un Estudio de PRS, al menos con periodicidad anual y en ocasión al Informe de SSSC, de acuerdo con los criterios y requisitos establecidos en el Título 3-9 antes citado.

Adicionalmente, el Estudio de PRS deberá cumplir con lo dispuesto en el Capítulo 7 del DS 125, en particular en su Artículo 129, y con las exigencias establecidas en el Título 3-9 de la NTSyCS, y definir los requerimientos específicos de los Servicios del PRS para cumplir con el objetivo de que, con posterioridad a un Apagón Total o Parcial, sea posible establecer los mecanismos que permitan, de manera segura y organizada, restablecer el suministro eléctrico en todas las islas eléctricas afectadas, en el menor tiempo posible, iniciando las acciones de Aislamiento Rápido y Partida Autónoma, continuando con la reconstrucción de la estructura topológica de cada isla hasta su posterior vinculación con el resto del SEN, mediante Equipos de Vinculación, dando abastecimiento prioritario a las Cargas Críticas.

1.1 Objetivo del Estudio de PRS

El presente Estudio, tiene como objetivo establecer el PRS a ser aplicado en el SEN ante un evento de Apagón Total o Parcial, abordando los principios generales, específicos y los criterios para su aplicación. Al respecto, se definen los procedimientos para el reconocimiento de un Apagón, el flujo de información, comunicación, estrategias, responsabilidades, delegaciones y maniobras preestablecidas para un eficiente y efectivo restablecimiento del servicio.

1.2 Consideraciones

El presente Estudio contempla la revisión del PRS vigente en el SEN, los recursos existentes y próximos a ser interconectados al SEN, efectuando las adecuaciones y actualizaciones necesarias para que dicho Plan cumpla en contenido y forma con la Normativa vigente.

En función de este estudio se establece el PRS, el cual corresponde a un conjunto de acciones simultáneas y secuenciales coordinadas entre el Centro de Despacho y Control del Coordinador y los respectivos COR y CC, para que, de manera segura, confiable y organizada, sea posible

restablecer el suministro eléctrico en las zonas afectadas por un Apagón en el menor tiempo posible.

En conformidad a lo establecido en el Artículo 129 del DS 125 y en el Artículo 3-53 de la NT-SSCC, con el fin de lograr la normalización del sistema en forma eficiente, reduciendo el número de comunicaciones, efectuando acciones simultáneas en distintas zonas del SEN y disminuyendo los tiempos de recuperación de servicio, en el presente Estudio de PRS se designan los CC a los cuales el Coordinador delega funciones de despacho y control del CDC, mediante la aplicación de etapas y/o de acciones para una rápida recuperación del servicio. Los CC que cumplen estas funciones delegadas se denominan Centro de Operación para la Recuperación de servicio (COR).

Conforme a lo descrito en el párrafo anterior, bajo el presente estudio se especifican en el PRS las instalaciones de las empresas, sujetas a coordinación, que recibirán instrucciones directamente de un COR. Para efectos de coordinación, se establecen las comunicaciones que se requieren entre el CDC, los COR y el resto de los CC del SEN para llevar a cabo la Recuperación de Servicio del SEN.

En relación con la interconexión de áreas y/o zonas, que puedan quedar aisladas después de un evento de Apagón, y/o durante el restablecimiento del servicio, mediante el Estudio de PRS el Coordinador aprueba los puntos de interconexión considerados en los Planes Particulares de Recuperación de Servicio, específicos de cada área o zona, que deben ser propuestos por los respectivos Coordinados en consistencia con el PRS.

Es responsabilidad de cada coordinado definir los ERS que se requieran, para establecer los estados operativos iniciales de las instalaciones, necesarios para aplicar el PRS y respectivos PPRS.

1.3 Alcance

El presente estudio, entre otros aspectos, aborda principalmente los siguientes puntos:

- a) Análisis de los recursos existentes en el Sistema Eléctrico Nacional para su uso en el Plan de Recuperación de Servicio.
- b) Recomendación de instalación en cantidad y localización de nuevos recursos para uso en el PRS, necesarios de acuerdo con el desarrollo actual del sistema.

- c) Verificación del cumplimiento de los estándares de la NTSyCS para el Control de Frecuencia y Control de Tensión durante el proceso de recuperación de servicio.
- d) Establecimiento de los mecanismos y estrategias que permitan, de manera segura y organizada, restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible en todas las islas eléctricas afectadas, considerando para ello las soluciones factibles para coordinar las diversas tareas que componen el proceso de recuperación.
- e) Elaboración de estudios técnicos para respaldar las maniobras y estrategias propuestas en la confección del PRS del SEN.
- f) Análisis de las instalaciones que se prevé entren en servicio durante el horizonte del Estudio, en el Sistema Eléctrico Nacional, identificando su impacto en el PRS vigente.
- g) Establecimiento de los criterios para el uso eficiente de los sistemas de comunicación durante un Apagón Parcial o Total, asignando un orden de prioridades y responsables de efectuar las comunicaciones entre el CDC y los CC que intervienen en la recuperación.
- h) Establecimiento de la modalidad para proveer información a los organismos gubernamentales.

1.4 Vigencia y Requerimientos de Actualización

El presente PRS será aplicable a partir de su fecha de publicación en la página web del Coordinador, lo que será comunicado a las empresas coordinadas.

Los nuevos PPRS, que sean requeridos o actualizaciones de aquellos considerados en el PRS vigente, conforme al actual Estudio de PRS, deberán ser enviados por los respectivos Coordinados formalmente al Coordinador, a más tardar, el mes de octubre del presente año. Será responsabilidad de cada Coordinado mantener actualizados los respectivos PPRS e informar al Coordinador de cualquier situación o modificación de instalaciones que requiera la actualización de los PPRS vigentes.

2 IDENTIFICACIÓN DE LOS RECURSOS CON QUE CUENTA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL PARA EL PRS

A continuación, se presenta un catastro, como resultado del levantamiento de información de los recursos existentes en las instalaciones del SEN, así como de aquellos que se prevé entren en operación durante el horizonte del Estudio de PRS, en cuanto a recursos de partida autónoma, capacidad de aislamiento rápido y existencia de equipamiento de vinculación para las distintas áreas que considera el PRS.

2.1 Partida Autónoma

Las unidades que cuentan con capacidad de partida autónoma, conforme a lo informado por las empresas propietarias y consideradas en el presente Estudio de PRS, son las siguientes:

Tabla 1 Centrales del SEN con Capacidad de Partida Autónoma

ZONA	ÁREA	NOMBRE CENTRAL	NOMBRE UNIDAD	POTENCIA NOMINAL POR UNIDAD [MW]	TIEMPO DE PARTIDA POR UNIDAD [MIN]
NORTE	ARICA	Chapiquiña	CHAP (1-2)	5,45	15
		Diesel Arica	GMAR (1-4)	2,1	3
			M1AR (1-3)	0,83	1,2
			M2AR (1-2)	0,83	1,2
	CAPRICORNIO	Diesel Mantos Blancos	MIMB (1-10)	2,33	18
	TARAPACÁ	Tarapacá	TGTAR	20,04	7,5
	CENTRO	Tocopilla	TG (1-2)	20,52	12
			TG3	36,23	9
	O'HIGGINS	Atacama	TG (1A-2A)	109	12
		Diesel Inacal	INACAL (1-4)	1,58	3,45
		Diesel Aguas Blancas	AGB (1-2)	0,91	1
		Diesel La Portada	TECNET (1-3-6)	1	9,62
	CORDILLERA	Kelar	TG (1-2)	177,38	29
NORTE CHICO	DIEGO DE ALMAGRO	Diego de Almagro	TG1	23,8	6,02
		Salvador	TG1	17,75	9
	CARDONES	Huasco	TG (3-5)	19,3	7,45
	PAN DE AZÚCAR	Las Piedras del Peñón	U (1-50)	81	1
QUINTA	COSTA Y VALLE	No se cuenta con unidades con Partida Autónoma			

ZONA	ÁREA	NOMBRE CENTRAL	NOMBRE UNIDAD	POTENCIA NOMINAL POR UNIDAD [MW]	TIEMPO DE PARTIDA POR UNIDAD [MIN]
CENTRO	ALTO JAHUEL	Colbún	U (1-2)	231	6,95 y 10,98
		Pehuenche	U (1-2)	285	8,85
	CERRO NAVIA	Rapel	U (1-5)	75,6	3
		Quintero	TG (1A-1B)	128	17,1
	ITAHUE	Teno	U (1-36)	59	1
SUR	BÍOBÍO	El Toro	U (1-4)	112,5	4,98
		Ralco	U (1-2)	345	5,3
		Yungay	U (1-3)	52,09	15
		Coronel		41,95	22
	ARAUCANÍA	Pullinque	U (1-3)	17,13	14
		Pilmaiquén	U (4-5)	5,6	10
		Canutillar	U (1-2)	86	2,45

Nota: Los tiempos son por unidad. En el caso de las centrales Las Piedras del Peñón y Teno, corresponde a una nave o bloque de motores comandados de manera conjunta.

2.2 Aislamiento Rápido

Las unidades con capacidad de aislamiento rápido en el SEN, conforme a lo informado por las empresas propietarias y consideradas en el presente Estudio de PRS, son las que se indican en la Tabla 2.

Tabla 2 Centrales del SEN con Capacidad de Aislamiento Rápido

ZONA	ÁREA	CENTRAL	Unidad
Centro	Itahue	Celco	Unidad N°1
Sur	Araucanía	Canutillar	Unidad N°1
			Unidad N°2

2.3 Equipamiento de Vinculación de Islas Eléctricas

Las instalaciones de transmisión con capacidad de vinculación, conforme a lo informado por las empresas propietarias, consideradas en el presente Estudio de PRS, son las siguientes:

Tabla 3 Instalaciones del SEN con Capacidad de Vinculación

ZONA	SS/EE	VÍNCULOS DE TENSIÓN [kV]
Norte Grande	S/E Angamos	220
	S/E Antofagasta	110
	S/E Arica	66/110
	S/E Atacama	220
	S/E Capricornio	110
	S/E Chacaya	220
	S/E Changos	220
	S/E Crucero	220
	S/E Domeyko	220
	S/E EL Cobre	220
	S/E Encuentro	220
	S/E Escondida	220
	S/E Kapatur	220
	S/E Laberinto	220
	S/E Lagunas	220
	S/E Mantos Blancos	220
	S/E Mejillones	220
	S/E O'Higgins	220
	S/E OGP1	220
	S/E Tarapacá	220
S/E Tocopilla	110/220	
Norte Chico	S/E Cardones	220
	S/E Carrera Pinto	220
	S/E Diego de Almagro	220
	S/E Don Goyo	220
	S/E Don Héctor	220
	S/E Illapa	220
	S/E La Cebada	220
	S/E Las Palmas	220
	S/E Los Vilos	220
	S/E Maitencillo	220
	S/E Nueva Cardones	220/500

	S/E Nueva Maitencillo	220/500
	S/E Nueva Pan de Azúcar	220/500
	S/E Ovalle	66
	S/E Pan de Azúcar	110/220
	S/E Punta Colorada	220
Quinta	S/E San Luis	220
	S/E San Pedro	110
	S/E Sauzal	110
	S/E Ventanas	110
	S/E Quillota	110/220
Centro	S/E Alto Jahuel	154/220/500
	S/E Ancoa	220/500
	S/E Candelaria	220
	S/E Cerro Navia	220
	S/E Colbún	220
	S/E Itahue	154
	S/E Lo Aguirre	220
	S/E Nogales	220
	S/E Polpaico	220/500
	S/E Rancagua	154
	S/E Rapel	220
	S/E Tinguiririca	154
Sur	S/E Angostura	220
	S/E Antuco	220
	S/E Bocamina	154
	S/E Canutillar	220
	S/E Cautín	220
	S/E Charrúa	154//500
	S/E Ciruelos	220
	S/E Concepción	154
	S/E Coronel	66
	S/E Duqueco	220
	S/E Frutillar Norte	220
	S/E Hualpén	154
	S/E Loncoche	66
	S/E Melipulli	66/110
	S/E Mulchén	220
S/E Pichirropulli	220	

	S/E Pilauco	66
	S/E Puerto Montt	220
	S/E Pullinque	66
	S/E Rahue	220
	S/E Temuco	66/220
	S/E Valdivia	66/220

3 CUMPLIMIENTO ESTANDARES MÍNIMOS

En este capítulo se describen los criterios establecidos para asegurar el cumplimiento de los requerimientos y estándares mínimos, relacionados con las acciones del control de tensión (CT) y control de frecuencia (CF), que han sido tomados en consideración para desarrollar el PRS del SEN y que también deben ser utilizados en su aplicación.

3.1 Control de Tensión

Durante el proceso de recuperación de servicio, el control de tensión deberá cumplir con las bandas de tensión establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, artículo 5-47 correspondiente a la operación en estado de emergencia.

Para efectos de controlar la tensión en las barras del SEN, se deberá contar al menos con uno de los siguientes recursos en cada área:

- a) Una unidad de generación o central con partida autónoma.
- b) Reservas de potencia reactiva y equipos de maniobra que permiten la incorporación o interconexión de instalaciones a un área de recuperación de servicio, a través de la aplicación de los Planes Particulares de Recuperación de Servicio (PPRS)

Considerando que no todas las áreas del SEN cuentan con los mismos recursos, el PRS establece estrategias particulares aplicables a la respectiva área.

En las áreas en que existe más de una vía de energización para la recuperación del servicio, si bien el PRS prioriza la alternativa que conforme al Estudio de PRS, entrega mayor seguridad y rapidez para energizar las instalaciones esenciales, durante su aplicación en la operación en tiempo real, el CDC podrá seleccionar la alternativa más adecuada conforme a las condiciones sistémicas del momento.

Finalmente, durante las etapas de energización de instalaciones de transmisión y/o recuperación de consumos, el CDC, los COR y los CC deberán considerar, las reservas de potencia reactiva suficiente que permitan compensar los requerimientos de reactivos que introducen las instalaciones que se incorporan, manteniendo un margen de seguridad no inferior al 10% de la capacidad máxima de los equipos que permiten inyectar reactivos, para regulación de tensión post conexión. Para estos efectos, se deberán considerar los aportes de potencia reactiva y los incrementos de tensión por energización de las líneas, que se detallan en el PRS.

3.1.1 Requisitos de diseño y aplicación del PRS (CT)

A continuación, se describen los aspectos a considerar para asegurar un adecuado control de tensión:

- Se deberá verificar que las subestaciones, barras y los equipos de transmisión, en el área o zona de recuperación se encuentran desconectados. Para estos efectos, los Coordinados deben contar con los respectivos ERS.
- El acondicionamiento de la zona para la aplicación del PRS y respectivos PPRS, esto es, apertura de los interruptores según esquema de partida de PPRS, desconexión de los bancos de condensadores en derivación (shunt) y adecuar la posición de los cambiadores de tomas bajo carga de transformadores para tensiones reducidas, de manera de evitar sobretensiones durante el proceso de energización de las líneas.
- El aporte de potencia reactiva (inyección de reactivos) que origina la energización de líneas.
- Las sobretensiones de líneas energizadas en vacío (efecto Ferranti), en particular en aquellas de mayor longitud y nivel de tensión.
- Las sobretensiones y las bajas tensiones transitorias originadas por la energización de líneas y transformadores, tales como, el efecto de propagación de una onda en las líneas y el efecto de corriente de conexión (Inrush) en los transformadores.
- La magnitud y ubicación de las reservas de potencia reactiva disponibles para proceder con la energización de las líneas y transformadores, como también, para efectuar la regulación de tensión y mantener la estabilidad del sistema durante el proceso de recuperación de servicio.
- Magnitud, disponibilidad temporal y ubicación de los consumos, cuyo abastecimiento provee una recuperación de servicio estable de las áreas y zonas afectadas.

3.2 Control de frecuencia

A continuación, se describen los criterios generales de operación para el control de frecuencia cuando el SEN este segmentado en una o más islas eléctricas, que han sido considerados en la definición del PRS y que deben ser considerados para su aplicación.

- a) El Control Primario de Frecuencia (CPF) debe ser realizado por todas aquellas unidades habilitadas para ello o las que al menos dispongan de características técnicas que les permita realizar esta función. Los parámetros de ajustes del controlador de velocidad deberán ser tales que en la condición de operación de baja inercia resulte en una respuesta amortiguada.
- b) Las instalaciones que proveen los recursos para la recuperación del servicio podrán encontrarse operando bajo diferentes modos de Control de Frecuencia, tales como, control de carga, modo isócrono, u otro alternativo. La condición anterior deberá ser incluida en los criterios para mantener la reserva necesaria que asegure un adecuado Control de Frecuencia durante la recuperación de las Cargas Críticas.
- c) La primera instalación que preste el Servicio Complementario de Partida Autónoma que se conecte al SEN deberá establecer el control de velocidad en el modo de control isócrono, siempre que las características de su Controlador de Carga/Velocidad lo permitan. Esta instalación será la responsable del Control de Frecuencia bajo una modalidad de operación que garantizará un control sin error permanente.
- d) La tasa de recuperación de la demanda deberá contemplar no solo el incremento de la generación e inyección que ingresa al SEN, sino también el incremento de generación e inyecciones que realiza por Control de Frecuencia y así evitar situaciones operacionales que pudieran entorpecer el PRS por agotamiento de la reserva.
- e) En caso de que las reservas para el CF en las respectivas islas sean insuficientes, el Coordinador, en el menor tiempo posible, podrá instruir la prestación de servicios de Control de Frecuencia a las instalaciones de cada isla en atención a las mejores capacidades para tal función. Para ello, el CDC dispone de una lista de mérito de unidades generadoras, ordenadas según sus aptitudes y capacidades.
- f) Durante, la aplicación del PRS se procurará que las instalaciones que participan del CPF continúen realizando el mismo aporte. Para ello, dentro de cada isla eléctrica se podrá establecer una consigna de frecuencia inferior a la nominal, procediendo a la partida y

sincronización de otras instalaciones para restablecer los márgenes de reserva requeridos en cada isla.

Cuando esta medida no sea suficiente para restituir los márgenes y reservas necesarios, el CDC coordinará con los respectivos CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes, desconexiones manuales de consumos hasta recuperar los márgenes de reserva requeridos.

- g) Las unidades encargadas de efectuar el Control Secundario de Frecuencia (CSF), realizarán dicho control en forma manual o automática, esto último según sea conveniente y factible.
- h) Se adoptarán todas las medidas posibles para que la frecuencia de régimen permanente permanezca dentro de la banda de $\pm 1.0\%$ de la frecuencia nominal.

3.3 Vías de Comunicación

Las vías de comunicación establecidas para la aplicación del PRS son los Hot-Line. Si esta vía no funciona se usarán las vías de comunicación de respaldo en el siguiente orden de prioridad:

- a) Teléfonos de red fija dedicados
- b) Teléfonos celulares dedicados
- c) Teléfonos satelitales

Por lo tanto, frente a contingencias que afecten los sistemas de comunicaciones, los CC de cada Coordinado y el CDC, deberán contar a lo menos con un teléfono satelital.

Todos los enlaces de comunicación deberán cumplir como mínimo con el estándar establecido en el artículo 4-24 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, correspondiente a las comunicaciones de voz operativas.

Adicionalmente, una vez a la semana, el CDC realizará una prueba a todas las vías de comunicación por voz, descritas en la presente sección, y le informará al CC respectivo el estado encontrado en cada una de éstas, debiendo el respectivo Coordinado resolver los problemas que puedan ser detectados durante las pruebas.

3.4 Pruebas de Verificación de SSCC para PRS

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 5-27 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, “Se considerarán disponibles para prestar el servicio de Recuperación de Servicio a las instalaciones que verifiquen la capacidad de prestar el servicio de Partida Autónoma, Aislamiento Rápido o los Equipamientos de Vinculación, sin limitaciones o indisponibilidades que puedan restringir su inmediata puesta en servicio a solicitud del Coordinador, mientras mantengan su calidad de habilitado para la prestación del respectivo SC, mediante el Proceso de Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC”.

El Proceso de Verificación de Instalaciones existentes consistirá en la realización de pruebas por parte de los titulares de las instalaciones y en la revisión de la documentación pertinente que determine el Coordinador. La referida verificación se realizará de acuerdo con las instrucciones que el Coordinador elabore para dicho efecto, en los Instructivos Técnicos para la Verificación de Instalaciones, y lo dispuesto en el capítulo 4 de la NTSSCC, Proceso de Verificación de las Instalaciones para la Prestación de SSCC.

El cronograma definitivo de verificación de Servicios Complementarios, que incorpora todas aquellas relacionadas al PRS, se encuentra publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional, en la siguiente ruta: Inicio>Operación > Servicios Complementarios > Proceso de Verificación de Instalaciones > Cronograma de Verificación > Cronograma Definitivo Versión 2021.03.19.

3.5 Pruebas de Verificación SCADA

Para realizar la evaluación del estado operativo del SEN, luego de ocurrido un Apagón Total o Parcial, el Coordinador utilizará el SITR para verificar la existencia de tensión en las barras y el estado operativo de los equipos primarios asociados a las distintas subestaciones que conforman el SEN, así como verificar qué unidades generadoras se encuentran operando en el área afectada.

Para garantizar el adecuado comportamiento de los sistemas SCADA, durante la ocurrencia de un Apagón, los Coordinado deberán realizar, una vez al año, una prueba e informe técnico, desarrollado por una empresa externa, no relacionada con el Coordinado, bajo lo cual se verifique el correcto funcionamiento del SITR y de los sistemas de supervisión y control de sus instalaciones, simulando condiciones equivalentes a las que se producirían durante un Apagón

Total o Parcial. Posteriormente, deberá remitir el informe técnico con los resultados al sistema de correspondencia del Coordinador Eléctrico Nacional con copia a la casilla de correo electrónico DCST@coordinador.cl antes del 31 de diciembre del presente año.

Las pruebas de verificación que se deberán realizar al SCADA del Coordinado, son:

- a) Pruebas para verificar redundancia de alimentación de todos los equipos que participan en el envío de datos SITR, desde terreno (equipos primarios) hasta la llegada al data center del CEN, y de sus sistemas de telecontrol.
- b) Pruebas de avalancha de datos: Prueba requerida para validar el cumplimiento del equipamiento ante recuperación del sistema que permita el correcto envío de las variables SITR al Sistema SCADA del Coordinador, cumpliendo con lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio en lo referente a
 - **Edad del dato**, prueba de Edad del Dato según lo especificado en el anexo técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR”
 - **Estampado del dato**, prueba de Estampado del dato según lo especificado en el anexo técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR”

Esta prueba deberá consistir en simular una recuperación masiva generando estrés suficiente al equipamiento del Coordinado y que este último envíe correctamente la información SITR al Coordinador.

- c) Pruebas del equipamiento de sistema SCADA de respaldo del Coordinado, realizando conmutación desde el sistema principal al de respaldo para verificar su correcta operación.
- d) Pruebas de enlace de comunicación: Prueba de verificación y conmutación para revisar el correcto envío de información a los data center indicados por el Coordinador.

3.6 Información a ser entregada por los Coordinados

Los CC de las empresas generadoras informarán al CDC, según requerimiento, el estado en que se encuentran sus unidades de generación después de un apagón.

Antes de iniciar las maniobras de recuperación, los CC de las instalaciones de generación o Sistemas de Almacenamientos de Energía afectadas por el apagón deberán realizar las siguientes verificaciones, destinadas a confirmar la disponibilidad de generación e inyecciones para superar la emergencia:

- a) Verificación de los daños y averías que podrían haber sufrido las unidades generadoras, Sistemas de Almacenamiento, instalaciones principales y/o equipamiento que suministran los servicios auxiliares, tal que impidan su partida y posterior sincronización.
- b) Dar inmediato aviso al Coordinador de las novedades ocurridas.
- c) Identificación de las instalaciones que pueden partir en forma autónoma y la disponibilidad de estas para tomar carga y regular frecuencia durante la operación en forma aislada.

3.7 Condición de Unidades Generadoras de Partida Autónoma

Durante el proceso de Recuperación de Servicio frente a un Apagón, el Coordinador deberá confeccionar, con la información recibida de los CC, una serie cronológica que contenga la hora estimada de entrada en servicio de cada instalación que esté en proceso de Partida Autónoma (ver tabla siguiente), la que deberá ser actualizada en función de la condición sistémica del evento, en los tiempos y clasificación de unidades indicadas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, artículo 7-37.

Tabla 4 Cronograma para centrales con partida autónoma

Instalación en proceso de PA	Hora de Sincronización	Potencia máxima de las instalaciones	Reserva para control de frecuencia	Reserva adicional (*)

(*) Para cubrir, dentro de lo posible, la pérdida de la mayor unidad generadora o ciclo combinado que esté operando en la isla eléctrica, según corresponda.

3.8 Procedimiento para la Entrega de Información a las Autoridades

Las comunicaciones con el Ministerio de Energía y la SEC se llevarán a cabo de acuerdo con el “Protocolo de comunicación ante eventos que afecten el suministro de electricidad entre el Ministerio de Energía y las Empresas del sector eléctrico de Chile”, según lo dispuesto en el OF. ORD. 1245 del 23 de septiembre de 2014 del Ministerio de Energía. Las comunicaciones que envíe el CDC al Ministerio de Energía se efectuarán conforme a la “Ficha de Reporte de Evento Energético Eléctrico” que se muestra en el Anexo N°7.

4 ESTUDIOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

Este capítulo del Estudio de PRS, considera el desarrollo de análisis y evaluaciones basados en simulaciones eléctricas, para efectos de establecer y verificar las estrategias de recuperación indicadas en el documento. Parte de estas evaluaciones, corresponden a las realizadas en el Estudio de PRS del 2021, y se ha verificado que sus resultados y conclusiones se mantienen vigentes para el Estudio de PRS del 2022. Dichos análisis, se describen en el Anexo 6 del presente documento y corresponden a las evaluaciones realizadas sobre las áreas Interconexión e Itahue.

Por otro lado, considerando los cambios experimentados en el SEN y los que se prevé ocurran durante este año, ha sido necesario desarrollar dos evaluaciones adicionales en el área Centro del Norte Grande y en el área Biobío de la zona Sur. La primera tiene relación con la verificación de la estrategia de energización del área centro ante el proyecto NUP 234 “Ampliación Subestación Kimal 200 kV”, mientras que la segunda evaluación, corresponde a la verificación del Plan de Recuperación de Servicio considerando la entrada en operación del proyecto NUP 912 “Ampliación S/E Ejercito 66 kV”.

Adicionalmente, se incorpora una tercera evaluación que busca definir una alternativa para recuperar el servicio en el área Biobío ante un escenario de sequía utilizando como recurso las centrales térmicas con partida autónoma que existen en la zona.

En relación con la Zona Quinta, se realizaron los estudios correspondientes para verificar el impacto en el PRS de las nuevas instalaciones asociadas a los proyectos NUP 1072 “Nueva S/E Río Aconcagua 220/110kV”, NUP 1073 “Nueva S/E La Pólvora 220/110kV” y NUP 1098 “S/E Nueva Panquehue 110/13,8 kV”. En particular S/E Río Aconcagua permite incorporar una nueva ruta de energización al PRS del área Quinta Valle.

5 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

5.1 Antecedentes Generales

Los criterios y estrategias de recuperación establecidas en el actual PRS, toma en consideración la experiencia operativa acumulada en el tiempo, junto con la evaluación y análisis de los cambios y desafíos que introducen las nuevas instalaciones interconectadas al SEN y aquellas previstas a incorporar en el período de análisis.

5.2 Reconocimiento de Escenario de Apagón

La ocurrencia de un Apagón Total o Apagón Parcial en SEN será determinada por el CDC, a partir del análisis de datos del SITR y de las comunicaciones de voz que se establezcan entre el CDC y los Centros de Control de los Coordinados.

Realizada la evaluación de estado operativo del SEN, una vez identificada la extensión del Apagón y los vínculos entre las áreas o zonas afectadas y no afectadas, se establecerán las estrategias de recuperación en las zonas o áreas afectadas.

5.3 Criterios generales aplicados para el desarrollo del PRS

Conforme a lo definido en el presente Estudio de PRS, el PRS y los respectivos PPRS y ERS consideran para su desarrollo los siguientes criterios generales:

a) Zonas y Áreas de Recuperación.

- Determinación de las zonas y áreas que puedan verse afectadas ante un evento de Apagón Total o Parcial, conforme a la topología del SEN.
- Identificación de unidades con capacidad de partida rápida, con capacidad de operación en islas y equipamientos de vinculación, existentes y requeridos, entre zonas y áreas que se podrían ver afectadas y no afectadas ante un Apagón.
- Determinación de la factibilidad de realizar una recuperación de servicio simultánea entre las distintas zonas y áreas que se puedan ver afectadas.
- En función de las estrategias definidas en el PRS, identificación por parte de las empresas Coordinadas de eventuales maniobras particulares que deban ser realizadas en sus instalaciones, dentro de las distintas áreas y zonas afectadas, bajo lo cual deben desarrollar y solicitar la aprobación al Coordinador de los respectivos PPRS en consistencia con el PRS.

- Desarrollo por partes de las empresas Coordinadas, de los respectivos ERS necesarios para asegurar las condiciones iniciales requeridas para iniciar la recuperación del servicio.

b) Organización de Funciones y Responsabilidades.

- Determinación de los COR encargados de cada zona o área definida.
- Definición del campo de acción del COR y su dependencia funcional.
- Definición de los flujos de información y priorización de las vías de comunicación disponibles entre el CDC, COR y CC.

c) Consideraciones para el desarrollo del PRS y PPRS.

El PRS, en función de las simulaciones del SEN y análisis realizados, establece estrategias o alternativas de recuperación factibles, priorizando estas con el fin de lograr el restablecimiento del servicio en el menor tiempo posible, según el área o zona que pueda verse afectada. Para estos efectos, y según sea el caso, establece prioridades en la ejecución de las siguientes acciones:

- Energización de los SS/AA de instalaciones esenciales, según estrategia definida.
- Energización de las barras principales para el proceso de recuperación del SEN.
- Recuperación de Cargas Críticas.
- Suministro de energía eléctrica a las centrales que no cuentan con partida autónoma, para recuperar en el menor tiempo posible a las centrales térmicas. Entre otros aspectos, considerar: vías expresas, tiempos críticos, limitaciones, capacidad de absorción de energía reactiva de las unidades generadoras, etc.
- Recuperación paulatina del resto de los consumos.

Conforme a las estrategias de recuperación establecidas en el PRS, y prioridades de recuperación indicadas en el presente literal, las empresas Coordinadas deben evaluar y establecer la necesidad de contar con un PPRS, para la correcta implementación del PRS.

5.4 Zonas y Áreas de Recuperación de Servicio

Acorde a los criterios descritos en el punto anterior, y de acuerdo con los análisis realizados y su topología de operación, para efectos de organizar en forma eficiente y efectiva la recuperación del servicio del SEN, se han establecido cinco zonas compuestas por distintas áreas. En la ilustración siguiente se describen dichas zonas, las que en algunos casos comprenden a más de una región geográfica.

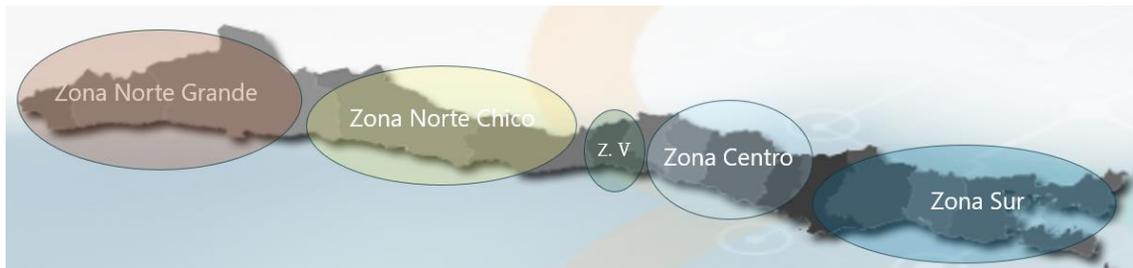


Ilustración 1: Zonas del SEN para la aplicación del PRS.

En términos generales las distintas zonas y áreas se describen a continuación:

- **Zona Norte Grande:** comprende instalaciones desde S/E Changos 500 kV hacia el norte.
 - **Áreas:** Arica, Iquique, Tarapacá, Centro, Capricornio, O'Higgins y Cordillera.
- **Zona Norte Chico:** comprende instalaciones desde S/E Changos 500 kV, por el norte, hasta SS/EE Polpaico 500 kV y Nogales 220 kV, por el sur.
 - **Áreas:** Diego de Almagro, Cardones, Pan de Azúcar e Interconexión.
- **Zona Quinta:** comprende desde S/E Quillota 110 kV por el norte, hasta S/E Las Vegas 110 kV y las áreas de la Quinta Región Costa y Valle del Aconcagua, por el sur.
 - **Áreas:** Quinta Valle y Quinta Costa.
- **Zona Centro:** comprende desde S/E Polpaico 500 kV por el norte, hasta S/E Charrúa 500 kV hacia el sur.
 - **Áreas:** Cerro Navia, Alto Jahuel e Itahue.
- **Zona Sur:** comprende desde S/E Charrúa 220 kV, por el norte, hacia el Sur.
 - **Áreas:** Bio-Bio y Araucanía.

5.5 Delegación de Funciones - COR Designados

De acuerdo con lo establecido en el actual Estudio de PRS, los siguientes Centros de Control han sido designados como COR, para efectos de coordinar el PRS según Zonas y Áreas definidas:

Tabla 5 COR Designados para el SEN

Zona	Área	COR
Norte Grande	Arica	Engie
	Iquique	Engie
	Tarapacá	Transec
	Centro	Engie
	Capricornio	Engie
	O'Higgins	Enel Generación
	Cordillera	AES Andes
Norte Chico	Diego de Almagro	Transec
	Cardones	Transec
	Pan de Azúcar	Transec
	Interconexión	CDC
Quinta	Quinta Valle	Chilquinta
	Quinta Costa	Chilquinta
Centro	Cerro Navia	Transec
	Alto Jahuel	Transec
	Itahue	Transec
Sur	Bio Bio	Transec
	Araucanía	Transec

- El CC de Engie, como COR Engie de las áreas Arica, Iquique, Centro y Capricornio, en la Zona Norte Grande.
- El CC de Transec, como COR Transec del área Tarapacá, en la Zona Norte Grande.
- El CC de Enel Generación, como COR Enel generación del área O'Higgins, en la Zona Norte Grande.
- El CC de AES Andes, como COR Andes del área Cordillera, en la Zona Norte Grande.
- El CC de Transec, como COR Transec de las áreas Diego de Almagro, Cardones y Pan de Azúcar, en la Zona Norte Chico.
- El CDC coordinará con los CC de Transec, TEN e Interchile el área Interconexión que corresponde al corredor de 500 kV establecido entre las SS/EE Changos y Polpaico.

- El CC de Chilquinta, como como COR Chilquinta de las áreas Quinta Valle y Quinta Costa, en Zona Quinta.
- El CC de Transelec, como COR Transelec de las áreas Cerro Navia, Alto Jahuel e Itahue, en la Zona Centro.
- El CC de Transelec, como COR Transelec de las áreas Bio-Bio y Araucanía, en la Zona Sur.

5.6 Roles y responsabilidades

A continuación, se establecen los roles y responsabilidades relacionadas con el desarrollo y aplicación del PRS.

- a) Es responsabilidad de cada Coordinado desarrollar los PPRS que sean necesarios para coordinar la energización al interior de sus instalaciones, no descritas en el presente documento, conforme al alcance establecido para el PRS. Los puntos de interconexión entre empresas, considerados en los PPRS, deberán ser aprobados por el Coordinador.
- b) Es responsabilidad de cada Coordinado desarrollar los respectivos ERS que le permitan preparar sus instalaciones, en consistencia con las estrategias de recuperación definidas en el PRS, de manera de permitir su aplicación.
- c) El CDC, los COR y los CC se coordinarán, conforme al flujo de información y de comunicaciones, establecido en el este documento, para efectos de una correcta aplicación del PRS.
- d) La recuperación de consumos deberá realizarse según lo establecido en el presente PRS, aplicando la respectiva estrategia (alternativas posibles), conforme a las condiciones sistémicas que se den en el SEN.
- e) Todas las empresas sujetas a la coordinación del CEN, incluidas en el área y zona asignada al COR, deberán acatar las instrucciones que éste les imparta de acuerdo con la asignación en el PRS, y respectivos ERS y PPRS.

5.6.1 Alcance de funciones del CDC

- a) La coordinación de la aplicación del PRS le corresponderá al CDC. Mientras se esté aplicando éste, el CDC se comunicará con cada COR y con los respectivos CC que no sean coordinados por un COR, según corresponda.
- b) Sólo en el caso de falla de alguna vía de comunicación de un COR, con algún CC, el COR le solicitará al CDC que este establezca la comunicación con el CC respectivo.
- c) El detalle de los CC existentes, conforme a la ubicación geográfica de las instalaciones que coordina se encuentra en el Anexo 5.
- d) Al respecto, durante la recuperación de servicio las acciones del CDC y su relación con los COR y con los CC que no dependan de un COR se limitará a lo siguiente:
 - i. Comunicar al COR y CC que corresponda que se ha dado inicio al PRS, solicitándoles su ejecución y coordinar y/o ejecutar, según corresponda, los respectivos ERS y PPRS.
 - ii. Supervisar la correcta ejecución del PRS y respectivos PPRS y ERS, por parte de los CC de los Coordinados.
 - iii. Coordinar la sincronización entre áreas, salvo cuando se haya especificado que será ejecutada por un COR o CC, o esta haya sido instruida directamente por el CDC a un COR o CC, durante el proceso de recuperación.
 - iv. Coordinar la sincronización entre zonas.
 - v. Instruir acciones ante situaciones imprevistas y no contempladas en el PRS.
 - vi. Instruir reducciones e incrementos adicionales de consumo que no estén contemplados en el PRS y PPRS o que deben ser modificados durante el desarrollo del evento (Apagón) debido a imprevistos en el sistema.

5.6.2 Alcance de funciones de los COR

- a) Los COR serán los responsables de ejecutar en la zona o área asignada, las acciones que se han establecido en el PRS, y la ejecución de los respectivos ERS y PPRS, según corresponda.
- b) Una vez aplicados los ERS, los COR informarán al CDC cuando estén ejecutados. Sólo se podrán energizar las barras cuando el COR haya informado al CDC la ejecución exitosa de los ERS, previa confirmación y autorización del CDC.
- c) Si un COR enfrenta situaciones no contempladas en el PRS y PPRS, éste se comunicará con el CDC para solicitar instrucciones que permitan continuar con la recuperación de servicio de su Zona o Área.
- d) Ejecutar las instrucciones del CDC ante situaciones imprevistas o no contempladas en el PRS o PPRS.
- e) Las acciones específicas que deberán realizar los COR, relacionadas con la recuperación de servicio, serán las siguientes:
 - i. Obtener información del estado en que han quedado las líneas y SS/EE en su zona asignada.
 - ii. Hacer un recuento de las demandas de su zona, previas a la pérdida de los consumos.
 - iii. Ejecutar las instrucciones del CDC, conforme a la estrategia de recuperación que este establezca, en consistencia con el PRS, y las instrucciones consideradas en los ERS y PPRS para la recuperación de:
 - Las centrales de su área.
 - Barras esenciales para la Recuperación de Servicios.
 - Consumos dispuestos en el PRS y PPRS, según corresponda.
 - Interconexiones con las áreas y zonas vecinas previa instrucción del CDC.

5.6.3 Diagrama de Comunicaciones para la aplicación del PRS.

Con el fin de lograr el restablecimiento del suministro eléctrico del SEN, en forma eficiente y efectiva, reduciendo el número de comunicaciones, efectuando acciones simultáneas en distintas áreas del SEN y disminuyendo los tiempos de recuperación de servicio, las comunicaciones entre el CDC, los COR y respectivos CC se realizarán según el siguiente Diagrama de Emergencia.

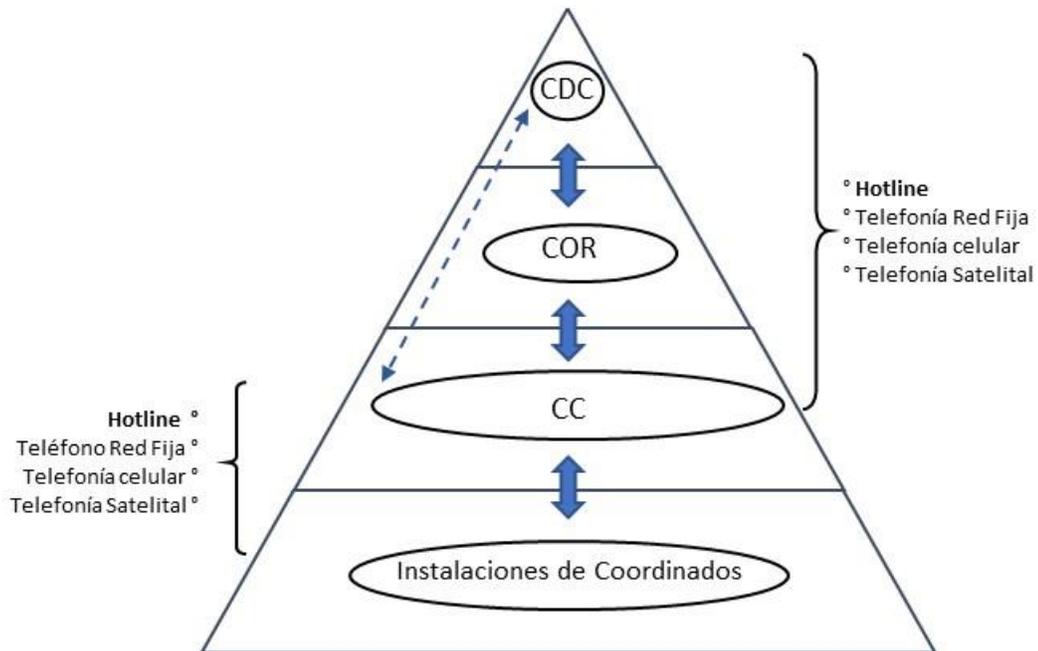


Ilustración 2: Diagrama de flujo de comunicaciones

Al respecto, el CDC solo mantendrá comunicación directa con los COR y CC que no sean coordinados por un COR. Por su parte cada COR, deberá mantener comunicación directa con el CDC y respectivos CC que coordina.

Durante el proceso de ejecución del PRS, los operadores de los CC de las empresas coordinadas deberán mantener comunicación directa con los respectivos COR que les han sido designados, evitando comunicarse directamente con el CDC.

5.7 Plan de Recuperación de Servicio

Al producirse un evento de Apagón Total o Parcial en el SEN, el CDC determinará a través del Sistema SCADA su alcance y extensión geográfica y detectará las islas formadas o por formar. Conforme a esto, determinará la estrategia a aplicar e instruirá iniciar la aplicación del PRS. Para cada zona u área determinará la central que regulará frecuencia especificando su modo de control.

A partir de la instrucción entregada, los CC de las empresas coordinadas procederán de la siguiente manera:

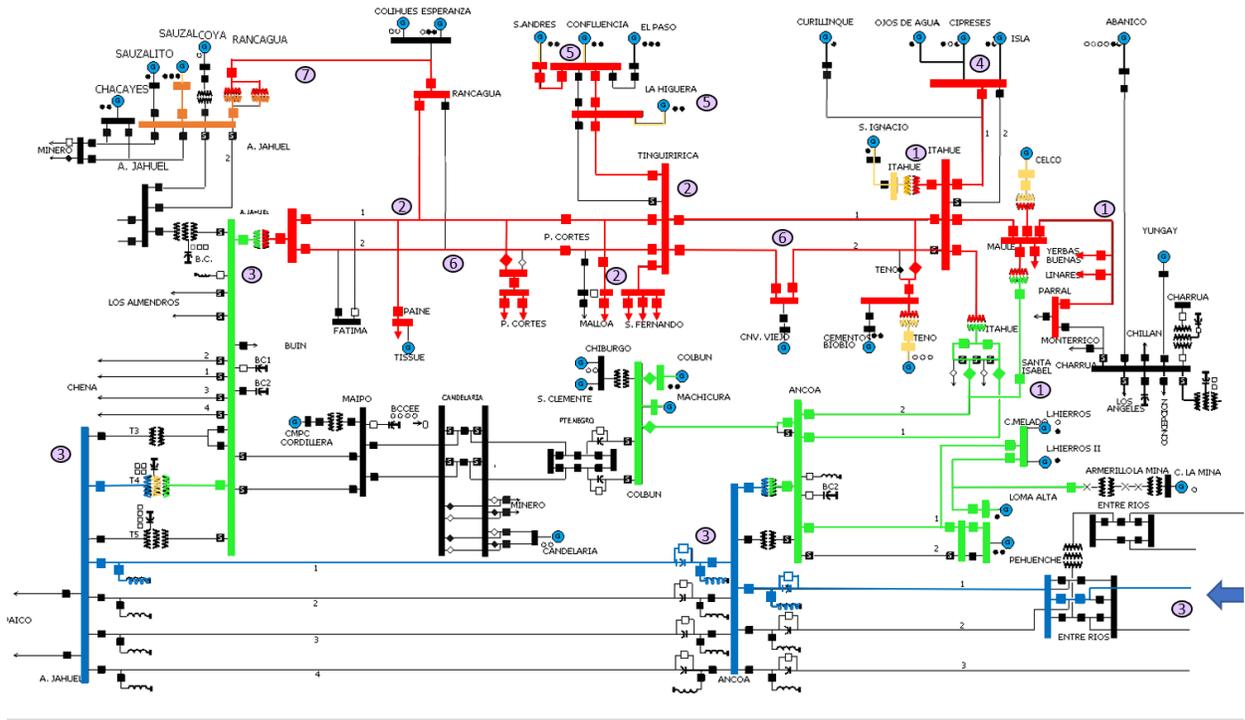
- a) Verificarán la situación de pérdida de servicio en la totalidad de las subestaciones bajo su control.
- b) Aplicarán el respectivo ERS asegurando que todas sus instalaciones se encuentren con el estado operativo definido en el ERS. En este proceso, debe tener especial atención en verificar el estado desconectado de elementos que, de ser energizados, perjudicarían el proceso de recuperación, como por ejemplo bancos de condensadores estáticos que estén en servicio.
- c) Iniciarán la aplicación del PPRS, ejecutándolos a partir de los nudos que, estando en condiciones de ser energizados, dispongan de potencia suficiente para restablecer el suministro en la forma más rápida, segura y eficiente.
- d) En aquellas líneas de transmisión de dos o más circuitos, o en aquellas que existan arranques con alternativas de alimentación, se deberán energizar, de preferencia, según la siguiente secuencia:
 - i. En primera instancia, se privilegiará la energización del circuito 1.
 - ii. Posteriormente se energizará el circuito 2, y así sucesivamente en orden de numeración, según corresponda.
 - iii. Si existen arranques alimentados desde el circuito 1, se energizará el circuito 2, en su lugar, dado que la energización del circuito 1, que posee arranques, afectaría el proceso de recuperación de servicio.
 - iv. Si los dos o más circuitos de una línea tienen arranques, se energizará el circuito que tenga asociado el menor consumo.
 - v. Sin perjuicio de lo anterior, y para la energización de un circuito durante la recuperación de servicio, se deberá intentar dejar expreso dicho circuito.

- e) En la aplicación del PRS y PPRS, se deberá tener en consideración que cada paso del proceso puede implicar un aumento de carga, así como variaciones en los requerimientos de potencia reactiva (inyección y absorción), los cuales deben ser provistos por las centrales y equipos de compensación de reactivos de la zona correspondiente.

Cabe señalar que el orden de las acciones indicadas no necesariamente implica la prioridad en la ejecución, ya que esto dependerá de las condiciones sistémicas del momento.

El proceso de recuperación de servicio deberá ser aplicado en forma independiente y simultánea en cada zona y respectiva área, lo que deberá ser coordinado por el COR que haya sido asignado a dicha zona o área. A medida que los recursos de generación estén disponibles y sean suficientes se procederá a la interconexión de zonas o áreas.

A continuación, se describe el proceso de recuperación de cada una de las Zonas y Áreas definidas, junto con un diagrama esquemático que permite entender en forma gráfica los pasos descritos. Para esto efectos, se ha establecido el color negro, en los diagramas esquemáticos, para las instalaciones desenergizadas y el siguiente código de colores, señalado en la Ilustración N°3, para aquellas instalaciones energizadas en cada esquema de recuperación, según su nivel de tensión.



Niveles de tensión

- 500 kV
- 220 kV
- 154 kV
- 110 kV
- 66 kV
- <23 kV

Ilustración 3 Especificación de colores usados para los esquemas de planes de recuperación de servicio.

5.7.1 ZONA NORTE GRANDE

Esta zona cuenta con siete áreas, las que corresponden a:

- Arica
- Iquique
- Tarapacá
- Centro
- Cordillera
- O'Higgins
- Capricornio

5.7.1.1 ÁREA ARICA.

Esta área abarca la capital regional de Arica, la cual cuenta con las siguientes centrales de partida autónoma:

- Chapiquiña
- Diesel Arica (C.D. Arica)

El CC designado como COR en esta área es el CC de Engie

La estrategia de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describe a continuación:

1. Los CC de Engie y Transemel deberán aplicar el ERS, preparando las instalaciones para comenzar con el PRS. El CC de Engie pondrá en servicio una unidad de Chapiquiña y comenzará a tomar una carga de 0,3 MW en Chungará y 0,3 MW en Putre, alcanzando un total de 0,6 MW.
2. Posteriormente, el CC de Engie sincronizará una unidad GMAR en la C.D. Arica.

Nota: en el caso que inicialmente, la energía provenga desde C.D. Arica, se energizará la línea 66 kV Arica – CD Arica y luego se sincronizará la línea 66 kV Chapiquiña – Arica. Si la energía proviene inicialmente desde la Central Chapiquiña, se energizará la línea 66 kV Chapiquiña – Arica y luego se sincronizará la línea 66 kV Arica – CD Arica. Seguidamente, se energiza Tap Off El Águila para tomar una carga de 0,6 MW en Lluta.

3. Se sincronizará una unidad M2AR y se autorizará 3 MW de carga de CGE en S/E CD Arica, previamente coordinado entre el COR (CC Engie) con CGE.
4. A continuación, se sincronizarán el resto de las unidades GMAR, se cerrará el Tap Off Quiani y se autorizarán 3 MW de carga en S/E Quiani.

- Se energizará la línea 66 kV Parinacota – Quiani y se sincronizarán el resto de las unidades M2AR y M1AR, luego se energizará la línea 66 kV Parinacota – Chinchorro y si se cuenta con potencia suficiente, se autorizarán 6 MW de carga de CGE en la S/E Chinchorro.

A partir de ese instante se espera la interconexión hacia Pozo Almonte o desde Cóncores a través de la línea 220 kV Cóncores – Parinacota. Se debe considerar inyección de PFV El Águila, si dispone de recursos estables de generación.

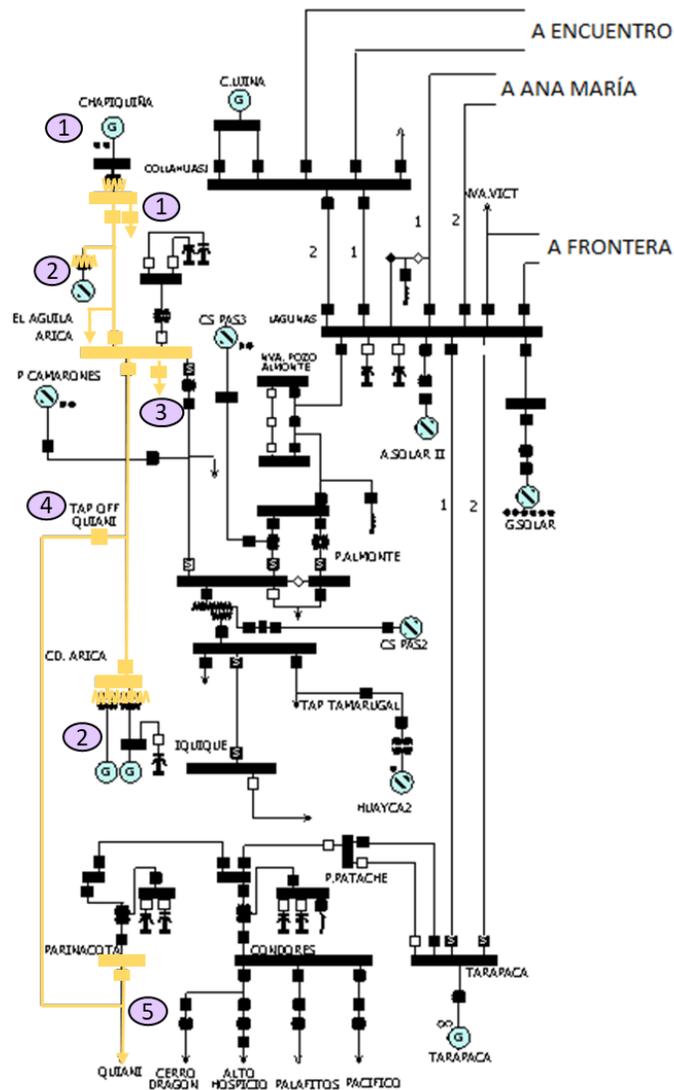


Ilustración 4 Esquema de recuperación área Arica

5.7.1.2 ÁREA IQUIQUE

Esta área comprende el suministro eléctrico de la ciudad de Pozo Almonte y los consumos de la minera Cerro Colorado, la cual no cuenta con centrales con capacidad de partida autónoma, por lo cual, para recuperar el servicio, se debe esperar disponer de energía en S/E Lagunas, proveniente desde S/E Kimal, S/E Encuentro o S/E Collahuasi.

El CC designado como COR en esta área es el CC de Engie

La estrategia de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describe a continuación:

1. El CC de Engie debe aplicar el ERS y quedar a la espera de contar con energía desde la S/E Lagunas. Cuando se cuente con energía en la S/E Lagunas se energizará la línea 220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte – Pozo Almonte.
2. Luego, se deberá energizar la barra 110 kV de S/E Pozo Almonte, la línea 110 kV Arica – Pozo Almonte y recuperar 3 MW de carga de CGE en S/E Pozo Almonte. Adicionalmente, se deberá recuperar 1,8 MW de carga en S/E Dolores y 3 MW de carga en S/E Móvil Vítor. Habiendo alimentado S/E Vítor, se deberá energizar S/E Chaca, una vez establecida el área Iquique, para permitir inyección de PFV Pampa Camarones si se dispone de recurso solar estable en la zona.
3. Posteriormente, se energizará la línea 110 kV Pozo Almonte – Cerro Colorado y se autorizará a la Minera Cerro Colorado a recuperar 8 MW de carga en S/E Cerro Colorado.
4. Seguidamente, se energizará la barra 66 kV de S/E Pozo Almonte, las líneas de 66 kV Pozo Almonte – Tamarugal y Pozo Almonte – HMC, se autorizarán 2 MW de recuperación de carga en S/E Tamarugal y 1 MW de recuperación de carga en S/E HMC.

Si las condiciones sistémicas lo permiten, se sincronizarán las Áreas Arica e Iquique en S/E Arica. Para esto, los interruptores de 13.8 kV de los alimentadores de S/E Quiani, deben estar en estado abierto. Se debe considerar inyección de PFV PAS 2 y PAS 3, si dispone de recursos estables de generación.

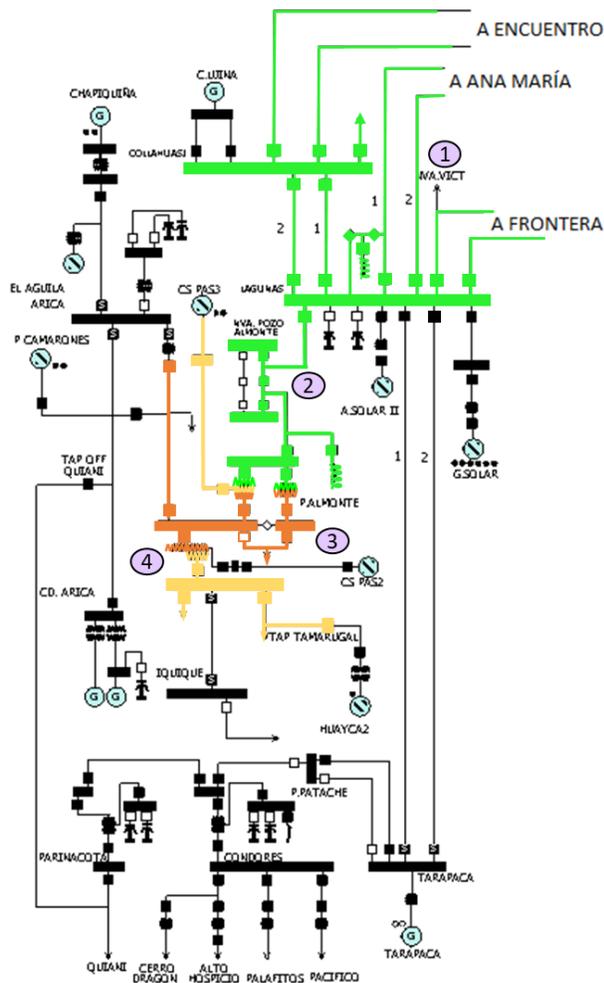


Ilustración 5 Esquema de recuperación área Iquique

5.7.1.3 ÁREA TARAPACÁ

Esta área comprende el suministro eléctrico de la capital regional de Iquique, región de Tarapacá y los consumos de minera Collahuasi, la cual cuenta con la Central Tarapacá (TG TAR) con capacidad de partida autónoma.

Para esta área se plantean tres planes de recuperación de servicio, que se originan desde tres posibles escenarios:

- Plan A: TG TAR disponible, sin posibilidad de energía desde el área Centro.

- Plan B: línea de 220 kV Tarapacá – Puerto Patache - Cóncores o S/E Cóncores indisponible.
- Plan C: TG TAR indisponible y energía disponible desde el área Centro.

El CC designado como COR en esta área es el CC de Transelec, para el Plan A y B.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Plan A: TG TAR disponible, sin posibilidad de energía desde el área Centro.

Como primera acción, los CC de Enel Generación, Transelec y Transemel, deberán confirmar la ejecución exitosa de los respectivos ERS y, a continuación, se deberán seguir los siguientes pasos:

1. Se sincronizará la unidad TGTAR.
2. Se energizará la línea 220 kV Tarapacá – Puerto Patache - Cóncores, la línea 110 kV Cóncores – Alto Hospicio – Cerro Dragón y se autorizará recuperar 10 MW de carga a CGE.
3. Se esperará el disponer de energía desde el Área Centro para aumentar el aporte de energía a CGE desde la S/E Cóncores. La sincronización de esta área se realizará en la S/E Tarapacá con la línea 220 kV Tarapacá – Lagunas.

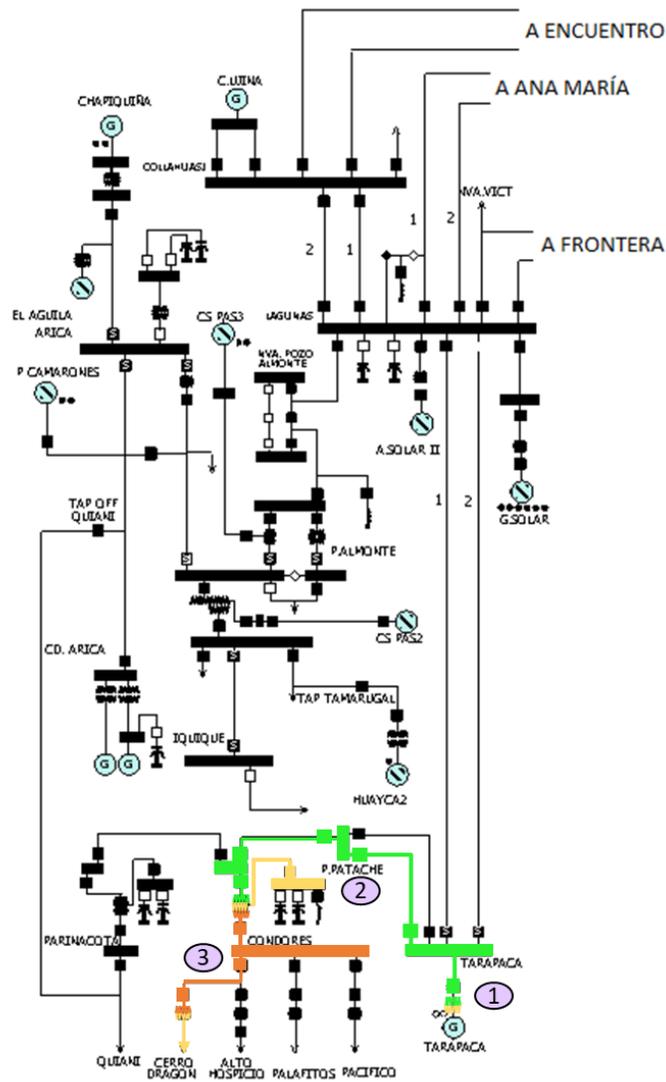


Ilustración 6 Esquema de recuperación área Tarapacá, plan A

Plan B: línea de 220 kV Tarapacá – Puerto Patache - Cóndores o S/E Cóndores indisponible.

Este plan será aplicable en el caso que se encuentra indisponible la línea de 220 kV Tarapacá – Puerto Patache – Cóndores o la S/E Cóndores.

Como primera acción, los CC de Enel Generación, Transelec y Transemel, deberán confirmar la ejecución exitosa de los respectivos ERS y posteriormente seguir los siguientes pasos:

1. Se sincronizará la unidad TGTAR.
2. Se energizará la línea 220 kV Tarapacá – Lagunas circuito n°1 y se autorizará recuperar 2 MW de carga en S/E Lagunas.
3. Posteriormente, se deberá esperar el disponer de energía desde el Área Centro para continuar en dirección de S/E Pozo Almonte a través de la energización de la línea 220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte – Pozo Almonte.

La sincronización de las Áreas Tarapacá y Centro se realizará en la S/E Lagunas a través de la línea 220 kV Laguna-Ana María -Encuentro o línea 220 kV Kimal – María Elena – Frontera – San Simón –Tap Off Nueva Victoria – Lagunas (primera prioridad es el circuito n°1). Eventualmente, se podrá sincronizar el Área Centro con el Área Tarapacá en la S/E Lagunas a través de la línea 220 kV Lagunas – Collahuasi.

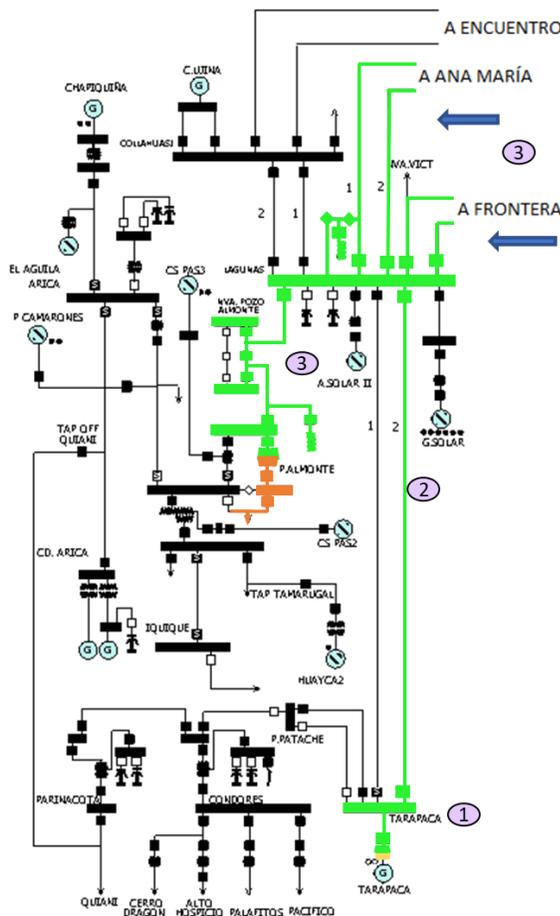


Ilustración 7 Esquema de recuperación área Tarapacá, plan B

Plan C: TG TAR indisponible y energía disponible desde el área Centro.

Si se encuentra indisponible la unidad TGTAR, el plan lo coordinará directamente el CDC, por lo tanto, no se delegará la aplicación del plan en el CC de Transelec.

Como primera acción, los CC de Enel Generación, Transelec y Transemel, deberán confirmar la ejecución exitosa de los respectivos ERS y a continuación, se deberán seguir los siguientes pasos:

1. Se energizará la S/E Lagunas desde la S/E Kimal o desde S/E Collahuasi (considerando la instalación que cuente con tensión y energía) y se autorizará una recuperación de consumos de 2 MW en S/E Lagunas.
2. Posteriormente, se energizará la subestación Tarapacá por medio de un circuito de la línea 220 kV Tarapacá – Lagunas y se autorizará la recuperación de carga de 1 MW de consumos a CGE en S/E Tarapacá.
3. Se energizará la S/E Cóndores a través del cierre de la línea 220 kV Tarapacá – Puerto Patache – Cóndores.
4. Luego, se energizarán las SS/EE Cerro Dragón, Alto Hospicio, Pacífico y Palafitos, autorizando la toma de carga de CGE, en base a la potencia disponible del sistema.

Posterior a la aplicación de los respectivos ERS y PPRS, que se lleven a cabo en esta área, conforme a cualquiera de los tres planes descritos, la interconexión siempre se realizará hacia el área Iquique a través del cierre de la línea 220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte – Pozo Almonte, entendiéndose como interconexión la sincronización de las áreas mencionadas anteriormente.

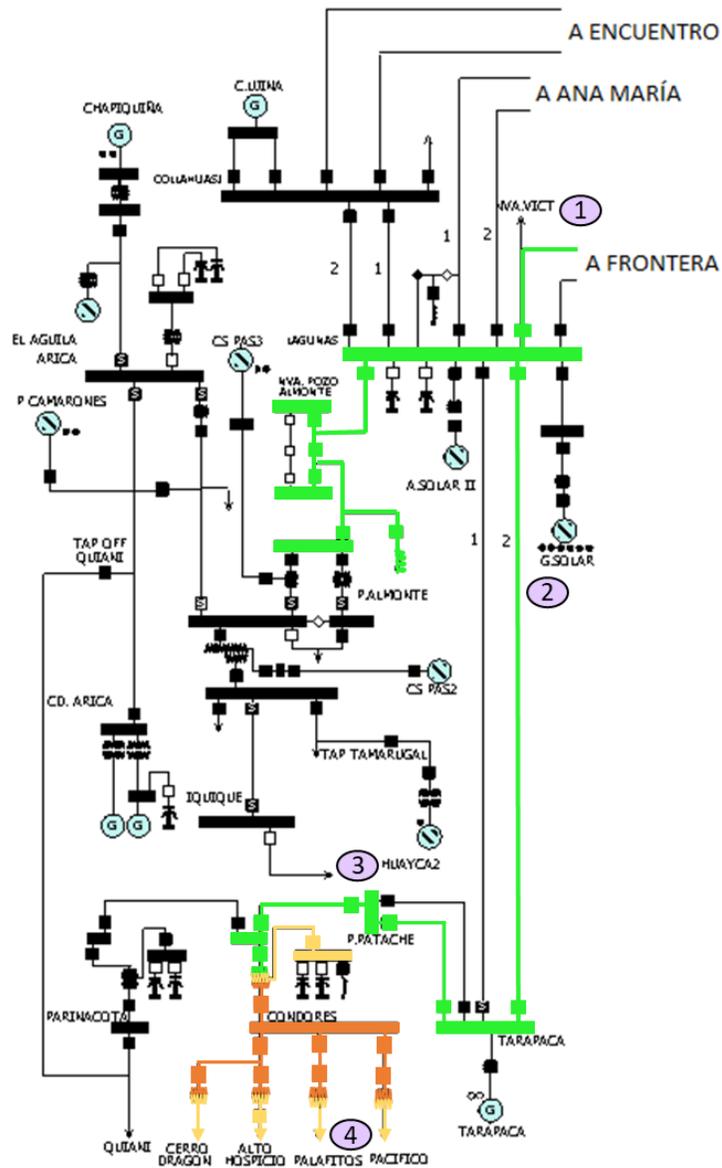


Ilustración 8 Esquema de recuperación área Tarapacá, plan C

5.7.1.4 ÁREA CENTRO

Esta área comprende el suministro eléctrico de la provincia del Loa, Calama, la ciudad de Tocopilla y la recuperación de los SS/AA de las mineras Chuquicamata y El Abra pertenecientes a Codelco, la cual cuenta con la Central Tocopilla con capacidad de partida autónoma.

Para esta área se plantean tres planes de recuperación de servicio, que se originan desde tres posibles escenarios:

- Plan A: unidad generadora U16 disponible
- Plan B: U16 indisponible.
- Plan C: U16, TG1, TG2 y TG3 indisponibles.

El CC designado como COR en esta área es el CC de Engie.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Plan A: unidad generadora U16 disponible

Los CC de AES Andes, Collahuasi, Transelec, Engie, Transemel, Enel Green Power, Enorchile, STN y Enel Generación confirmarán la aplicación del ERS.

1. Se deberá dar partida a las unidades TG de Central Tocopilla para los servicios auxiliares de Engie, Norgener y alimentar carga de CGE en S/E Tocopilla, siendo en total alrededor de 36 MW. Se deberá iniciar el proceso de partida de la unidad U16.
2. Se deberá energizar la S/E Salar desde Tocopilla 110 kV, por medio de la energización de la línea 110 kV Tocopilla – Tamaya – Salar, posteriormente se energizará S/E Chuquicamata por medio de la línea 220 kV Salar Chuquicamata, y se autorizará recuperar 15 MW de consumos en S/E Chuquicamata.
3. Posteriormente, se energizan las líneas de 220 kV Salar – Calama y se autorizará la normalización de 2 MW de consumos de CGE en S/E Calama.
4. Con a lo menos 2 TG en servicio en central Tocopilla se procederá a la energización de la línea de 110 kV Tocopilla – A.
5. Se deberán cerrar los interruptores de las LT 220 kV Crucero – Kimal – Encuentro en S/E Crucero, S/E Kimal (Int. Central) y S/E Encuentro y se deberá cerrar el interruptor 220 kV en S/E Crucero correspondiente al reactor de barra. A continuación, se procederá con la energización de las barras 220 kV en S/E Crucero, S/E Kimal, S/E Encuentro y el reactor

de barra 220 kV en S/E Crucero, a través del cierre de un circuito de la LT 220 kV Tocopilla – Kimal (Circuito al que esté conectado el Tap Off Loa).

6. Posteriormente, se energizarán las líneas 220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata – Chuquicamata, línea 220 kV Crucero – R. Tomic, línea 220 kV Crucero – Conchi – El Abra y se autorizará a tomar carga en las SS/EE R. Tomic (5 MW) y El Abra (5 MW).
7. Al ingresar al sistema la unidad U16, se deberá comprobar que se encuentre con suministro de servicios auxiliares la central Térmica Mejillones. En caso de que no cuente con energía para SSAA, se deberá energizar la línea 220 kV Chacaya – Crucero.
8. Se deberán cerrar las líneas 220 kV Encuentro – Sierra Gorda, Norgener – Crucero, Encuentro – Spence II, Encuentro – M. Ministro Hales y se autorizará a tomar carga en las SS/EE Sierra Gorda (5 MW), Spence (5 MW) en M. Ministro Hales (5MW) y en los Tap Off La Cruz (1 MW) y Barriles (1 MW).
9. Se energizarán las líneas 220 kV Encuentro – Collahuasi y Collahuasi – Quebrada Blanca, autorizando recuperar 10 MW de carga en S/E Collahuasi. Si hay disponibilidad de energía solar, se energizará línea 220 kV Kimal – María Elena – Frontera – San Simón – Tap Quillagua.
10. Se energizarán las líneas 220 kV Tocopilla – Kimal (segundo circuito), 220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata – Salar y Salar – Chuquicamata.

El Área Centro quedará en espera de la entrada de una unidad a carbón en Tocopilla o interconexión con las zonas más al sur o con el Área Cordillera.

4. Con al menos 2 TG en servicio en central Tocopilla se procederá a la energización de una segunda línea de 110 kV desde Tocopilla hasta la subestación A.
5. Se deberán cerrar los interruptores de las LT 220 kV Crucero – Kimal – Encuentro en S/E Crucero, S/E Kimal (Interruptor Central) y S/E Encuentro y se deberá cerrar el interruptor 220 kV en S/E Crucero correspondiente al reactor de barra. A continuación, se procederá con la energización de las barras 220 kV en S/E Crucero, S/E Kimal, S/E Encuentro y el reactor de barra 220 kV en S/E Crucero, a través del cierre de un circuito de la LT 220 kV Tocopilla – Kimal (Circuito al que esté conectado el Tap Off Loa).
6. Posteriormente, se energizarán las líneas 220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata – Chuquicamata, la línea 220 kV Crucero – R. Tomic, línea 220 kV Crucero – Conchi – El Abra y se autorizará a recuperar carga en las SS/EE R. Tomic (5 MW) y El Abra (5 MW).
 - El Área Centro quedará a la espera de la entrada de una unidad de carbón en Tocopilla o a la interconexión con las zonas más al sur o con el Área Cordillera.
7. Si entra en servicio una unidad de carbón en C. Tocopilla, se deberá verificar el suministro de servicios auxiliares a la Central Térmica Mejillones. En el caso que está aún no cuenta con energía para SSAA, se deberá energizar la línea 220 kV Chacaya – Crucero. Si hay disponibilidad de energía solar, se energizará línea 220 kV Kimal – María Elena – Frontera – San Simón.
8. Luego, se procederá a cerrar las líneas 220 kV Encuentro – Sierra Gorda, Norgener – Crucero, Encuentro – Spence II – Spence, Encuentro – M. Ministro Hales y se autorizará a tomar carga en las SS/EE Sierra Gorda (5 MW), Spence (5 MW), en M. Ministro Hales (5MW) y en los Tap Off La Cruz (1 MW) y Barriles (1 MW).
9. Se deberán energizar las líneas 220 kV Encuentro – Collahuasi y Collahuasi – Quebrada Blanca, autorizando a tomar una carga de 10 MW en S/E Collahuasi. Si hay disponibilidad de energía solar, se energizará línea 220 kV Kimal – María Elena – Frontera – San Simón – Tap Quillagua.
10. Posteriormente, se energizarán las líneas 220 kV Tocopilla – Kimal (segundo circuito), Kimal – Nueva Chuquicamata – Salar y Salar – Chuquicamata.

2. El CC Engie, se coordinará con el CC de STN, para el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Kimal – Crucero 1 o 2, con la barra de 220 kV de S/E Crucero energizada, y conforme a la potencia disponible, el CC Engie coordinará el suministro eléctrico a los consumos considerados del Área Centro.
3. En el siguiente orden se energizarán las líneas 220 kV Tocopilla – Kimal, línea de 220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata – Salar, línea de 220 kV Salar - Calama y línea de 220 kV Salar – Chuquicamata.
4. Posteriormente se procede a dar SS/AA a la C. Tocopilla, C. Norgener y alimentar carga de CGE en S/E Tocopilla. Luego, se autorizará la normalización de consumos de la empresa CGE en la ciudad de Calama.
5. Se energizarán las líneas 220 kV Crucero – R. Tomic, línea 220 kV Crucero – Conchi – El Abra y se autorizará a tomar carga en las SS/EE R. Tomic (5 MW), El Abra (5 MW). y se autorizará la normalización de consumos (15 MW) desde las SS/EE Salar y Chuquicamata
6. Se deberá comprobar que se encuentre con suministro de SS/AA la central Térmica Mejillones. En caso de que no cuente con energía para SS/AA, se deberá energizar la línea 220 kV Chacaya – Crucero.
7. Con las SS/EE Crucero y Kimal energizadas, se procede a energizar la S/E Encuentro mediante la línea 220 kV Encuentro – Kimal N°1 o N°2. Conforme a la disponibilidad de potencia, se deberán cerrar las líneas 220 kV Encuentro – Sierra Gorda, Norgener – Crucero, Encuentro – Spence, Encuentro – M. Ministro Hales y se autorizará a tomar carga en las SS/EE Sierra Gorda (5 MW), Spence (5 MW), en M. Ministro Hales (5MW) y en los Tap Off La Cruz (1 MW) y Barriles (1 MW).
8. Se energizarán las líneas 220 kV Encuentro – Collahuasi y Collahuasi – Quebrada Blanca, autorizando a tomar 10 MW de carga en S/E Collahuasi. Si hay disponibilidad de energía solar, se energizará línea 220 kV Kimal– María Elena – Frontera – San Simón – Tap Quillagua.

El Área Centro quedará en espera de la disponibilidad de potencia de la Zona Norte Chico y/o Zona Norte Grande con las Áreas Cordillera, O'Higgins-Capricornio para interconexión y abastecimiento total de energía con las Áreas Arica, Iquique y Tarapacá.

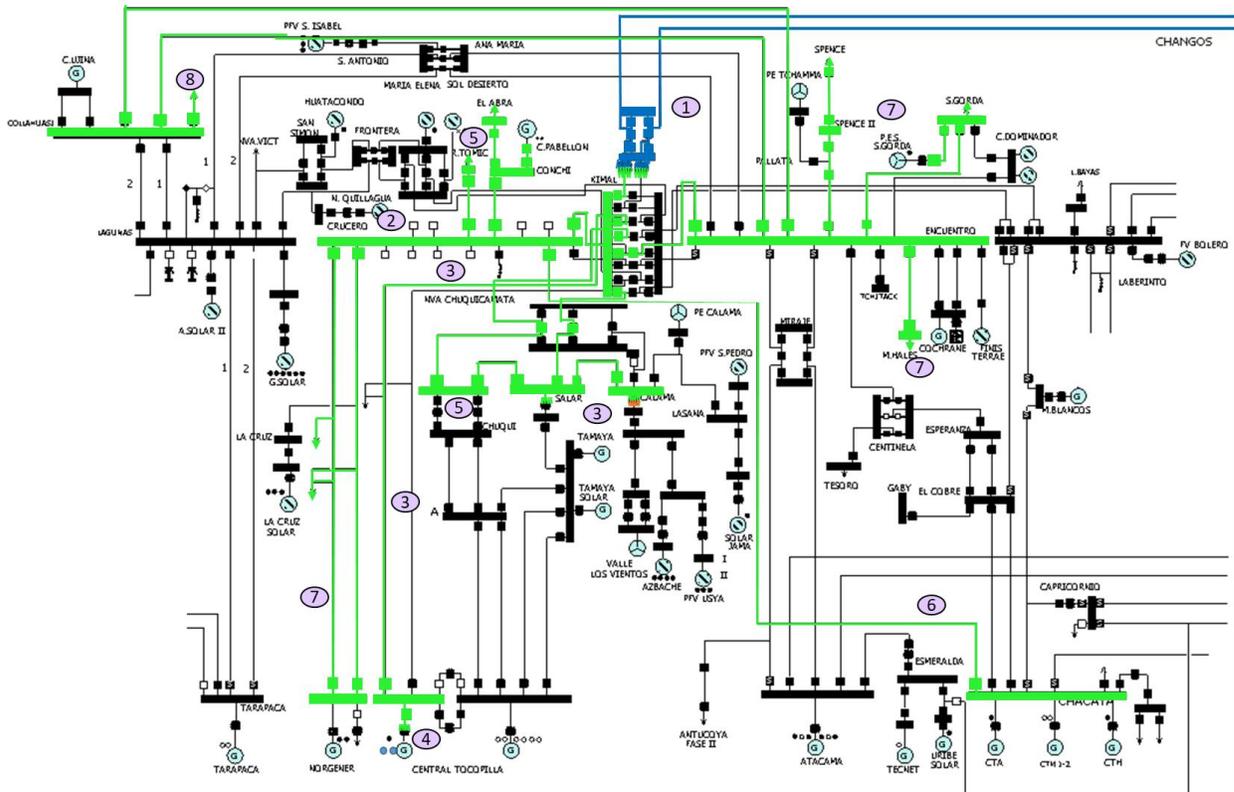


Ilustración 11 Esquema de recuperación área Centro, plan C

5.7.1.5 ÁREA CAPRICORNIO

Esta área corresponde a la provincia de Antofagasta y los consumos prioritarios son Inacal, Tap off La Negra, la ciudad de Mejillones y los SSAA de la Central Térmica Mejillones.

Las Centrales que cuentan con capacidad de partida autónoma en el área son:

- Central Diesel Mantos Blancos.
- Central Diesel Inacal.

El Área Capricornio cuenta con dos planes para la recuperación de servicio.

- Plan A: Disponibilidad de energía desde la zona centro.
- Plan B: Disponibilidad de energía desde la zona Cordillera.

El CC designado como COR en esta área es el CC de Engie.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Plan A: Disponibilidad de energía desde la zona centro.

Los CC de Engie, Aes Andes, Enel Generación, Inacal, Enorchile y Transemel confirman la aplicación del ERS.

1. CC de Engie solicita a CC AES Andes se dé arranque a la Central diésel Mantos Blancos y solicita a CC Inacal se de arranque a Central diésel Inacal para abastecer los consumos internos de Mantos Blancos e INACESA, respectivamente.
2. Posteriormente, procede a la energización de las SS/EE Chacaya y Mejillones mediante el cierre de las líneas 220 kV Crucero – Chacaya y Chacaya – Mejillones. Si existe disponibilidad de potencia, se autorizarán 5 MW de carga a MolyCop.
3. A continuación, se energizarán los SSAA de la Central Térmica Mejillones, la barra 110 kV de S/E Chacaya, las SS/EE GNLM, Algorta Norte y Muelle y se autorizarán 20 MW de consumos en total.
4. Se continúa con la energización de la línea 110 kV Mejillones – Antofagasta y se autoriza a retomar 6,5 MW de consumos en S/E Mejillones y 2 MW en Tap Off Desalant.
5. En S/E Antofagasta el CC de Engie deberá normalizar los consumos de la barra de 13,8 kV correspondientes a CGE y posteriormente deberá cerrar el interruptor seccionador (52HS).
6. Seguidamente, se energiza la línea 220 kV Chacaya — Capricornio – Mantos Blancos y la energización del sistema 110 kV Antofagasta - Alto Norte - Capricornio.

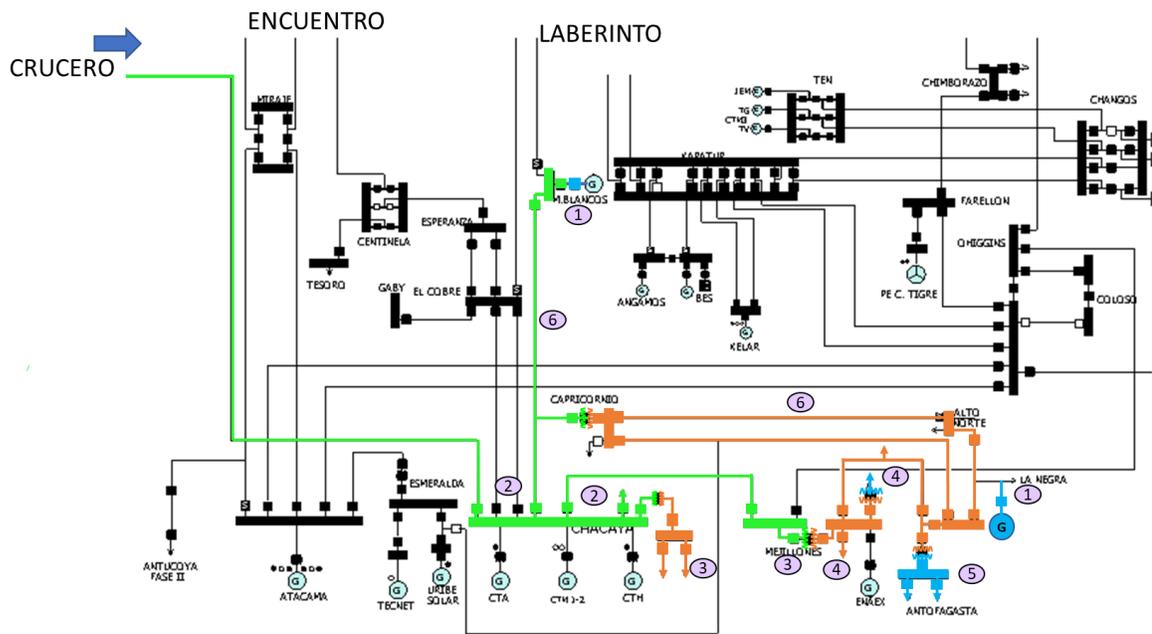


Ilustración 12 Esquema de recuperación área Capricornio, plan A

Plan B: Disponibilidad de energía desde la zona Cordillera.

Se deberá previamente tener disponibilidad de energía desde la zona Cordillera.

Los CC de Engie, AES Andes, Enel Generación, Enorchile, Inacal y Transemel le confirman al CDC la aplicación del ERS. Para este plan, el CDC coordinará el inicio de la recuperación del área Capricornio.

1. El CDC, solicita a CC AES Andes se dé arranque a la Central diésel Mantos Blancos y solicita a CC Inacal se de arranque a Central diésel Inacal para abastecer los consumos internos de Mantos Blancos e INACESA, respectivamente.
2. Luego el CDC solicita la energización de la línea 220 kV Laberinto - Mantos Blancos, el Área Cordillera deberá tener capacidad para regular tensión en la subestación Laberinto.
3. Se procede a continuación con la energización de las SS/EE Chacaya y Mejillones, mediante el cierre de las líneas 220 kV Chacaya – Capricornio – Mantos Blancos y Chacaya – Mejillones, abasteciendo de SSAA a la central térmica Mejillones. Si existe disponibilidad de potencia, se autorizan 5 MW de consumos a MolyCop.

- El CDC hará una revisión conjunta con los CC de AES Andes y Engie para evaluar la factibilidad de continuar con la recuperación del área Capricornio de acuerdo con las condiciones de la zona Cordillera.
- 4. El CC de Engie, energiza los SSAA de la central térmica Mejillones, la barra de 110 kV de S/E Chacaya, las SS/EE GNLM, Algorta Norte y Muelle y se autorizan 20 MW de consumos.
- 5. A continuación, el CC de Engie procede con la energización de la línea 110 kV Mejillones – Antofagasta y se autoriza a retomar 6,5 MW de consumos en S/E Mejillones y 2 MW de consumos en Tap Off Desalant.
- 6. En S/E Antofagasta el CC de Engie deberá normalizar los consumos de la barra de 13,8 kV correspondientes a CGE y posteriormente deberá cerrar el interruptor seccionador (52HS).
- 7. Posteriormente, se solicita la energización del sistema de 110 kV Antofagasta - Alto Norte - Capricornio.

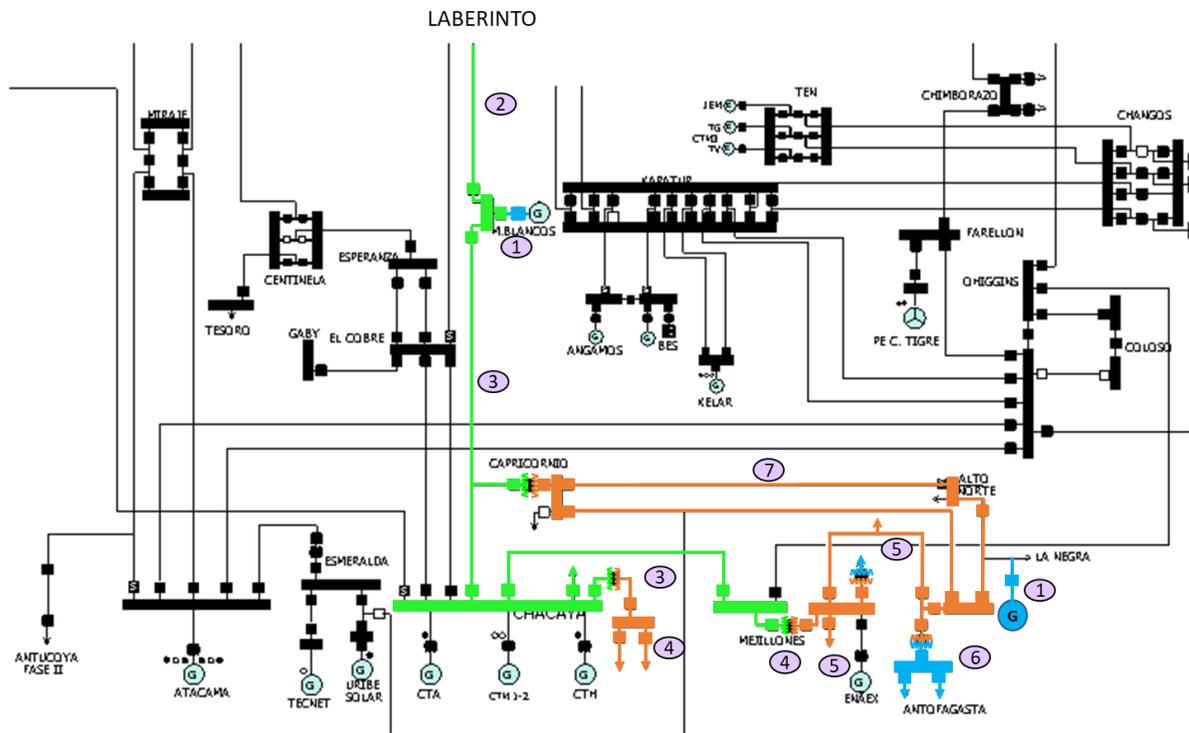


Ilustración 13 Esquema de recuperación área Capricornio, plan B

5.7.1.6 ÁREA O´HIGGINS

Corresponde a la capital regional Antofagasta, los consumos de la ciudad de Antofagasta y Minera Escondida.

Las Centrales que cuentan con capacidad de partida autónoma en el área son:

- TG Central Atacama
- Diesel Inacal
- Diesel Aguas Blancas
- Diesel La Portada

El CC designado como COR en esta área es el CC de Enel Generación.

La estrategia de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describe a continuación:

Los CC de Enel Generación, Minera Escondida, Inacal, Transelec, Engie, On Group y Transemel le confirman al CDC la aplicación de los ERS.

1. El CC de Enel Generación da orden de despacho a una TG de central Atacama. Una vez en servicio la TG se energizan las SS/EE Atacama y Esmeralda a través del cierre de la línea 220 kV Atacama – Esmeralda, con esto, se dan 6 MW de consumos a CGE en S/E Esmeralda.
2. El CC de Enel Generación solicitará el cierre de las líneas 110 kV Esmeralda – Centro y Esmeralda – La Portada y autorizará a CGE un retiro de 50 MW.
3. Posteriormente se despacha una segunda TG de central Atacama y se verifica que las instalaciones de Minera Escondida se encuentren preparadas para la recuperación.
4. A continuación, se procede con la energización de las SS/EE O´Higgins y Domeyko, mediante el cierre las líneas 220 kV Atacama – O´Higgins, O´Higgins – Domeyko y se autorizan las tomas de cargas a Minera Escondida (35 MW), a Minera El Peñón (2 MW) y a Atacama Minerals (1 MW).
5. Se verificará que tenga suministro de SSAA a la central térmica Mejillones. En caso de que no cuente con suministro para SSAA, se procederá con el cierre de la línea 220 kV Mejillones – O´Higgins, para abastecer los SS/AA desde S/E Mejillones.
 - Posteriormente, se verificará que existan condiciones para energizar la línea 220 kV Atacama – Miraje – Encuentro, energizar consumos de tap off Antucoya, y sincronizar con área Centro o con área Capricornio por medio de la línea 220 kV Chacaya – Mejillones.

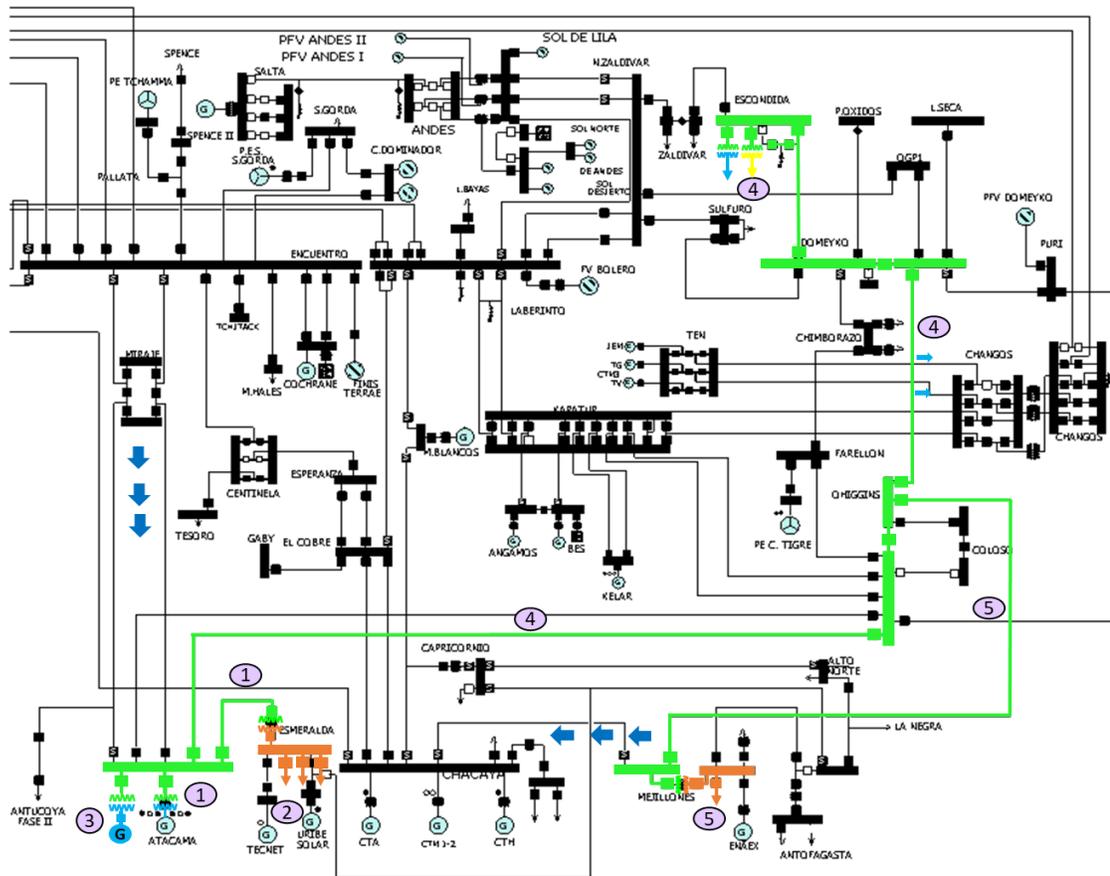


Ilustración 14 Esquema de recuperación área O'Higgins

5.7.1.7 ÁREA CORDILLERA

Esta área corresponde a la provincia de San Pedro de Atacama.

Los consumos de la ciudad de Calama, San Pedro de Atacama y pueblos aledaños, junto a los SS/AA de las mineras Escondida, Zaldívar, Central Angamos y el Tap off Oeste en la S/E Laberinto.

La Central que cuenta con capacidad de partida autónoma en el área es:

- Kelar

El Área Cordillera cuenta con dos planes de recuperación de servicio.

- Plan A: Se deberá contar con energía desde central Kelar.
- Plan B: Indisponibilidad de energía desde central Kelar. Se deberá contar con energía desde Interconexión con las Áreas Centro o zona Sur.

El CC designado como COR en esta área es el CC AES Andes, para el Plan A.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Plan A: con energía desde central Kelar.

Se cuenta con energía desde Central Kelar. Los CC de AES Andes, STN, KELAR, Minera Escondida, Colbún y Enel Generación confirman al CDC la aplicación del ERS.

1. Se despacha una TG de la Central Kelar.
2. Una vez que sincroniza o ingresa al sistema, se procede con la energización de la S/E Kapatur y SSAA de la Central Angamos mediante el cierre de la línea 220 kV Kelar – Kapatur y línea 220 kV Angamos – Kapatur.
3. Luego se energizan las líneas 220 kV Kapatur – Laberinto, línea 220 kV Laberinto – Nueva Zaldívar, línea 220 kV Nueva Zaldívar – Zaldívar, línea 220 kV Zaldívar – Escondida, línea 220 kV Nueva Zaldívar – Sulfuros y línea 220 kV Andes - Laberinto. CDC autoriza a tomar carga de acuerdo con la potencia disponible.

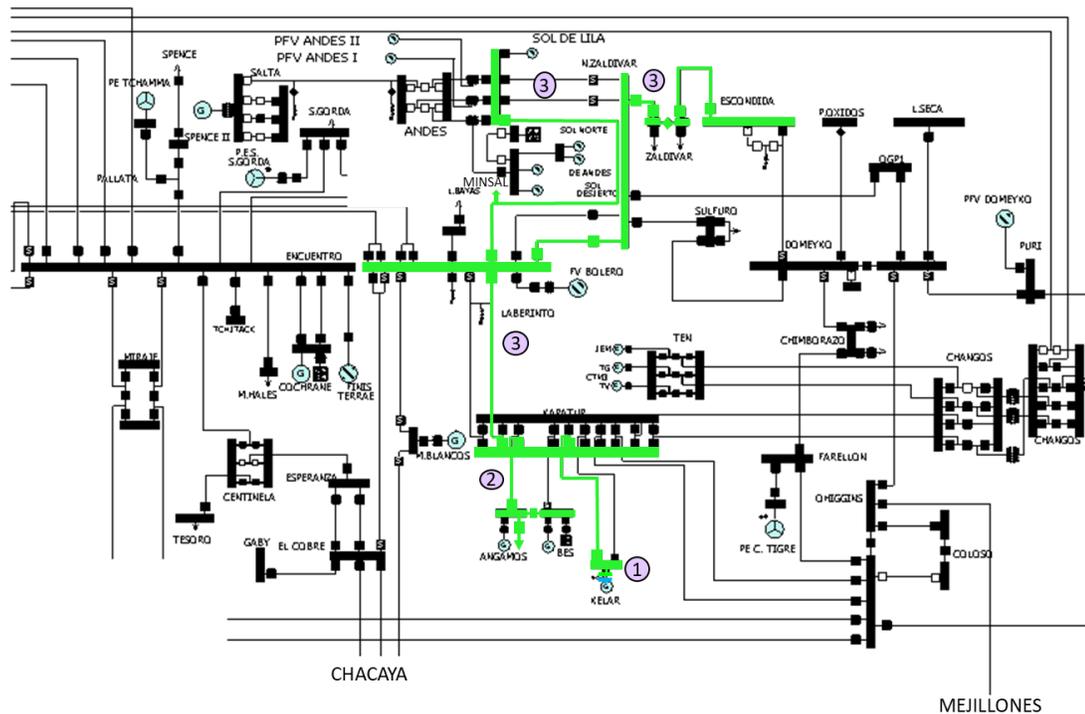


Ilustración 15 Esquema de recuperación área Cordillera, plan A

Plan B: Indisponibilidad de energía desde central Kelar.

Indisponibilidad de Central Kelar. Se deberá previamente tener disponibilidad de energía desde Área Interconexión. El CC de Transelec coordinará el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Changos – Kapatur. Luego AES Andes energiza S/E Laberinto y conforme a la potencia disponible, el CDC coordinará la reposición paulatina de suministro eléctrico a los consumos considerados del Área Cordillera.

Los CC de AES Andes, STN, KELAR, Minera Escondida, Colbún y Enel Generación confirman al CDC la aplicación del ERS.

1. El CDC coordinará con CC Transelec, la energización de un circuito de la línea 220 kV Changos – TEN , con el propósito de alimentar los SS/AA de las Centrales IEM y CTM3, posteriormente se coordinará el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Changos – Kapatur. Luego, con la barra de 220 kV de S/E Kapatur energizada, el CDC comunicará al CC de AES Andes (COR) que continúe con el PRS del área energizando la S/E Laberinto, los SSAA de central Angamos (20 MW) y la recuperación de consumos de

Lomas Bayas, Fortuna y Minsal (Tap Off Oeste), de acuerdo con la disponibilidad de potencia

2. El CC de AES Andes solicita el cierre de la línea 220 kV Andes – (Tap Off Oeste) – Laberinto, con esto, se energiza la S/E Andes. Desde S/E Andes, se energiza la S/E Nueva Zaldívar mediante el cierre de la línea 220 kV Andes - Nueva Zaldívar o la línea 220 kV Laberinto - Nueva Zaldívar.
3. Una vez energizada la S/E Nueva Zaldívar, se procede a la energización de las SS/EE Zaldívar, Sulfuros y Escondida. Desde S/E Laberinto se energiza S/E El Cobre y desde S/E El Cobre S/E Esperanza. El CDC, autorizará a tomar carga de acuerdo con la disponibilidad de potencia.

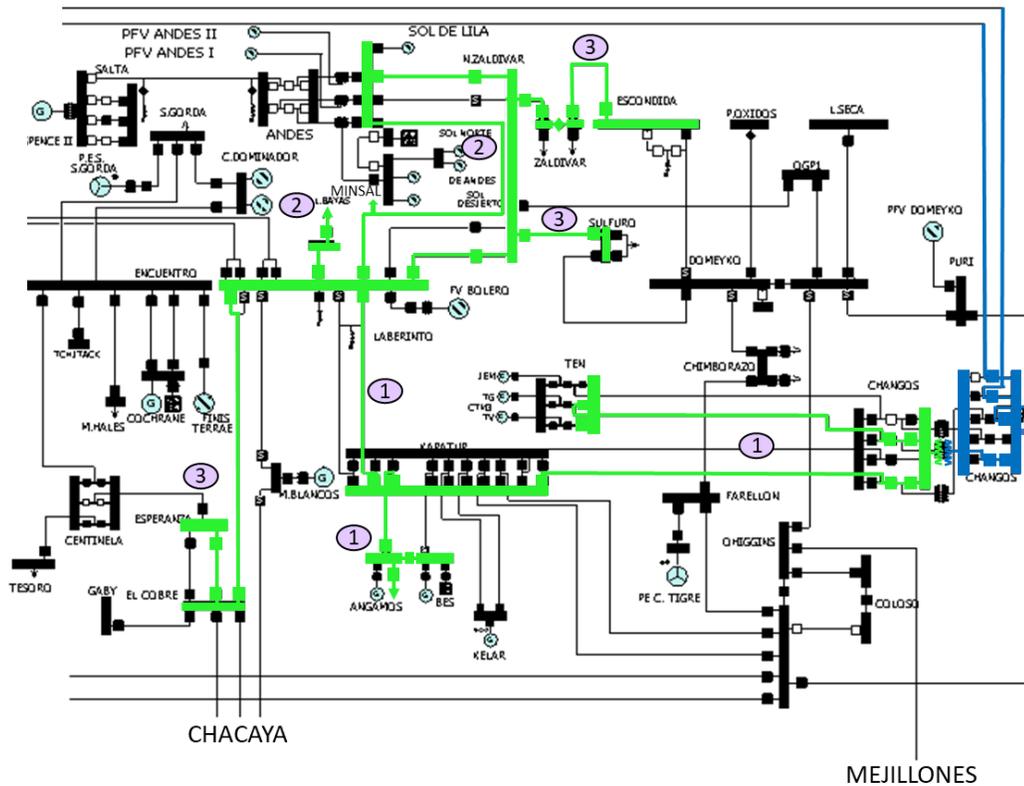


Ilustración 16 Esquema de recuperación área Cordillera, plan B

5.7.2 ZONA NORTE CHICO

La Zona Norte Chico cuenta con tres áreas que deberán realizar el proceso de recuperación de servicio en forma simultánea, de modo que se vayan interconectando en la medida que los recursos de generación sean suficientes. El CC Transelec será el encargado del proceso de recuperación de servicio en forma autónoma y descentralizada.

Por otra parte, se incorpora una cuarta área en esta zona denominada Interconexión, asociada a 500 kV ubicado entre las SS/EE Changos – Polpaico coordinada por el CDC, durante PRS.

Estas áreas corresponden a:

- Diego de Almagro.
- Cardones.
- Pan de Azúcar.
- Interconexión.

Para recuperar la zona norte chico con energía proveniente de la zona central, al menos se requiere contar con los equipos de compensación reactiva (CER) de las S/E Pan de Azúcar y S/E Maitencillo. El CER de S/E Cardones y el SVC Plus de Diego de Almagro se consideran como unidades de apoyo al proceso de recuperación.

5.7.2.1 ÁREA DIEGO DE ALMAGRO.

Esta área corresponde a la provincia de Chañaral (Región de Atacama) y comuna de Taltal (Región de Antofagasta)

El plan de recuperación en esta área tiene la finalidad de proveer de SS/AA a la central Taltal con las TG de las centrales Diego de Almagro y/o Salvador, y abastecer los consumos de las localidades de Taltal, Chañaral, Diego de Almagro, El Salado e Inca de Oro.

Las Centrales que cuentan con capacidad de partida autónoma en el área son:

- Diego de Almagro
- Salvador

El CC designado como COR en esta área es el CC de Transelec.

La estrategia de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describe a continuación:

1. El CDC les solicitará a los CC de Enel Generación y SWC que le den partida a la TG de central Diego de Almagro y a la TG de central Salvador, respectivamente.
Previo a la energización de las barras de 110 kV de S/E Diego de Almagro, el CC Transelec deberá abrir los interruptores 52HT3 y 52HT4, asociados a los autotransformadores N°3 y N°4 220/110/13.2 kV, y coordinar la apertura de los interruptores 52H8 y 52H10 de Emelda y Andes Generación. Cuando se encuentre en servicio al menos una de las turbinas, el CC Transelec deberá dar suministro a los alimentadores de 23 kV (Diego de Almagro e Inca de Oro).
El CDC se coordinará con el CC de Emelda y Andes Generación para la sincronización de las centrales, en caso de ser requeridas.
2. Posteriormente, y con la finalidad de proveer de SS/AA a la central Taltal, se energizará a tensión reducida (del orden de 198 kV) la barra N°1 de 220 kV de la S/E Diego de Almagro, por medio de uno de los autotransformadores de 220/110 kV. De manera paralela, el CC de Enel Green Power deberá abrir los interruptores de 220 kV (52JL1 y 52JL2) de las líneas de interconexión del parque Eólico Taltal y del parque Fotovoltaico Lalackama. Luego, se energizará la Línea 220 kV D.Almagro – Francisco o 220 kV D.Almagro – Cachiyuyal (la que tenga el reactor 220 kV de la S/E Diego de Almagro conectado), manteniendo el interruptor 52JS en S/E Paposo cerrado.
Cuando el área Diego de Almagro se encuentre estable, el CDC se coordinará con cada uno de los parques Eólicos y Solares su ingreso, acorde a la disponibilidad de energía de los parques correspondientes.
3. Si los niveles de tensión se encuentran bajo los 210 kV en las barras de 220 kV de la S/E Diego de Almagro, el CC Transelec las mejorará mediante cambios de taps en el autotransformador de 220/110/13.2 kV de S/E Diego de Almagro que esté en servicio y el apoyo de reactivos de las unidades TG de las centrales Diego de Almagro y/o El Salvador.
4. Con las barras de 220 kV de S/E Diego de Almagro energizadas y con los niveles de tensión dentro de lo definido en la NTSyCS, el CDC se coordinará con el CC de Enlasa (San Lorenzo U1 y U2) y/o CC Andes Generación (U1 a U4), las partidas de sus centrales, y una vez sincronizadas al sistema, se coordine con el CDC sus niveles de generación.

5. Al sincronizar la central Taltal con la TG N°1 de Diego de Almagro o Salvador, central Taltal deberá tomar carga en forma gradual y en coordinación con el CC Transelec, se traspasará la carga de las unidades TG1 de Diego de Almagro, Salvador y o la central Emelda hacia la central Taltal, hasta quedar estas centrales a mínimo técnico y enclavadas, para asegurar que la energización de consumos adicionales sea abastecida solamente por la central Taltal.
 - El CC Transelec pondrá en servicio el SVC Plus en S/E Diego de Almagro, y ajustará la consigna de tensión de la barra de 220 kV en 224 kV.
 - Cuando se encuentren al mínimo técnico las TG de las centrales Diego de Almagro, Salvador y Emelda, el operador de la central Taltal tomará la regulación de frecuencia con carga inferior a su mínimo técnico. Una vez efectuada la toma de regulación por la central Taltal, el CC de Enel Generación le informará al CDC.
 - El CDC instruirá al CC Transelec para que normalice la totalidad de los consumos de la S/E Diego de Almagro.
 - La segunda unidad de la central Taltal deberá sincronizar cuando la primera esté con una carga del orden de 35 MW.
6. El CC Transelec cerrará el segundo circuito de la línea de 220 kV Paposo – Diego de Almagro (a través de S/E Cachiyuyal o de S/E Francisco), cuando se cumpla lo siguiente:
 - La transferencia por el circuito de la línea de 220 kV Diego de Almagro – Paposo que se encuentre en servicio supere una transferencia de 90 MW.
 - Se encuentre en servicio la segunda TG de la central Taltal
 - Los niveles de tensión en el área Diego de Almagro se encuentren dentro de los rangos de la NTSyCS.

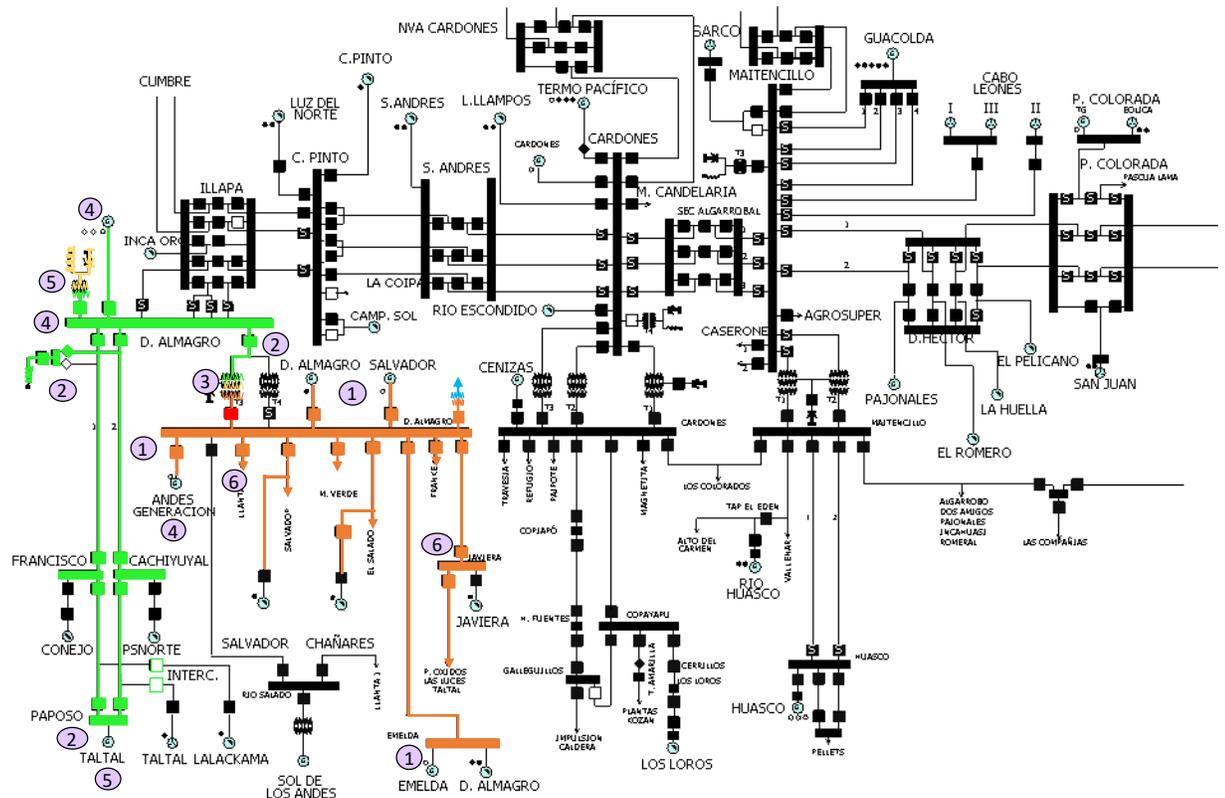


Ilustración 17 Esquema de recuperación área Diego de Almagro.

Nota: Esquema área Diego de Almagro es solidaria al área Cardones

Si no se cuenta con energía en las SS/EE Maitencillo y Cardones proveniente de la Zona Centro y las centrales Cardones y Termopacífico se encuentran indisponibles, es posible energizar el área Cardones desde el área Diego de Almagro, conforme a los siguientes pasos:

1. El CC Transelec, cerrará un circuito de las líneas de 220 kV Diego de Almagro – Illapa y 220 kV Illapa – Carrera Pinto, desde la S/E Diego de Almagro.
2. A continuación, el CC Transelec cerrará un circuito de las líneas 220 kV Carrera Pinto – San Andrés y 220 kV San Andrés – Cardones.
 - Deberá quedar abierto el interruptor que alimenta a la Compañía Minera La Coipa en la S/E Carrera Pinto y en S/E San Andrés deberán mantenerse en estado abierto, los interruptores que alimentan la central San Andrés.

- La conexión de S/E Diego de Almagro con S/E Cardones, se realizará a través de uno de los circuitos de las líneas de 220kV disponibles entre las S/E Diego de Almagro – Illapa – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones.
3. El CC Transelec le solicitará al operador de la central Taltal la disponibilidad de potencia de la central Taltal y ajustará los niveles de tensión para la recuperación de los consumos de la zona de Copiapó, le proveerá 5 MW de consumos esenciales a la Compañía Minera La Candelaria.
 - Para proporcionar SS/AA a las centrales Cardones y Termopacífico, el CDC se coordinará con los CC de Termopacífico y Cardones para el cierre de las líneas de 220 kV Cardones – Medellín y 220 kV Cardones – Central Cardones. Para la sincronización de las centrales Termopacífico y/o Cardones, los CC respectivos se deberán coordinar con el CDC, quien les asignará la carga a las centrales.
 4. Una vez que la central Taltal se encuentra con margen de potencia activa y reactiva y el CER de las S/E Cardones y/o Maitencillo estén en servicio, el CDC autorizará al CC Transelec para que cierre un circuito de la línea de 220 kV Maitencillo – Algarrobal – Cardones desde la S/E Cardones, y proceda con la sincronización de la central Huasco en el interruptor de 220 kV del transformador N°2 de la S/E Maitencillo.
 5. Si se cuenta con disponibilidad de potencia, el CDC le solicitará al CC Transelec el cierre de las líneas de 110 kV Cardones – Copayapu – Galleguillos y 110 kV Cardones – Hernán Fuentes, con lo cual se energizarán las SS/EE Impulsión, Caldera, Cerrillos, Los Loros y Planta Kozan.
 - Cuando se encuentren sincronizadas las Áreas de Diego de Almagro y Cardones, y con la finalidad de poner en paralelo el segundo autotransformador 220/110 kV de S/E Diego de Almagro, el CC Transelec se coordinará con el CDC para abrir los interruptores de 220 kV y 110 kV del autotransformador de la S/E Diego de Almagro que esté en servicio, el CDC, previo a la apertura de los interruptores, deberá tener en servicio las TG de las centrales Diego de Almagro y Emelda con un nivel de carga que permita tener una “transferencia cero” por el paño 110 kV del autotransformador que esté en servicio. Posteriormente, el CC Transelec procederá con las maniobras de conexión del segundo autotransformador.

- El CC Transelec, sincronizará los sistemas de 220 y 110 kV de S/E Diego de Almagro a través del interruptor 52HT3. Posteriormente, el CDC deberá instruir a los CC de Enel Generación y Emelda la condición en que quedarán las TG.
- Cuando la Zona Norte Chico se encuentre estable, el CDC autorizará la sincronización de las centrales fotovoltaicas San Andrés, Llano de Llampos, Diego de Almagro Solar, PV Salvador, Javiera y Chañares y la eólica Taltal.

Nota: Posterior a la entrada en operación del proyecto Ampliación en S/E Copayapu, consistente en la ampliación de la barra de 110 kV de la S/E Copayapu y el seccionamiento de la línea Cardones – Copiapó 1x110 kV de dicha barra, el paso 5 deberá considerar lo siguiente:

5.A) Si se cuenta con disponibilidad de potencia, el CDC le solicitará al CC Transelec el cierre de las líneas de 110 kV Cardones – Copayapu, energizando en vacío la barra 110 kV de S/E Copayapu, y posteriormente solicitará el cierre de la línea 110 kV Copayapu – Copiapo - Hernán Fuentes y el cierre de la línea 110 kV Copayapu – Galleguillos. Luego de ser factible se solicitará la energización de las SS/EE Impulsión, Caldera, Cerrillos, Los Loros y Planta Kozan.

- Cuando se encuentren sincronizadas las Áreas de Diego de Almagro y Cardones, y con la finalidad de poner en paralelo el segundo autotransformador 220/110 kV de S/E Diego de Almagro, el CC Transelec se coordinará con el CDC para abrir los interruptores de 220 kV y 110 kV del autotransformador de la S/E Diego de Almagro que esté en servicio, el CDC, previo a la apertura de los interruptores, deberá tener en servicio las TG de las centrales Diego de Almagro y Emelda con un nivel de carga que permita tener una “transferencia cero” por el paño 110 kV del autotransformador que esté en servicio. Posteriormente, el CC Transelec procederá con las maniobras de conexión del segundo autotransformador.
- El CC Transelec, sincronizará los sistemas de 220 y 110 kV de S/E Diego de Almagro a través del interruptor 52HT3. Posteriormente, el CDC deberá instruir a los CC de Enel Generación y Emelda la condición en que quedarán las TG.
- Cuando la Zona Norte Chico se encuentre estable, el CDC autorizará la sincronización de las centrales fotovoltaicas San Andrés, Llano de Llampos, Diego de Almagro Solar, PV Salvador, Javiera y Chañares y la eólica Taltal.

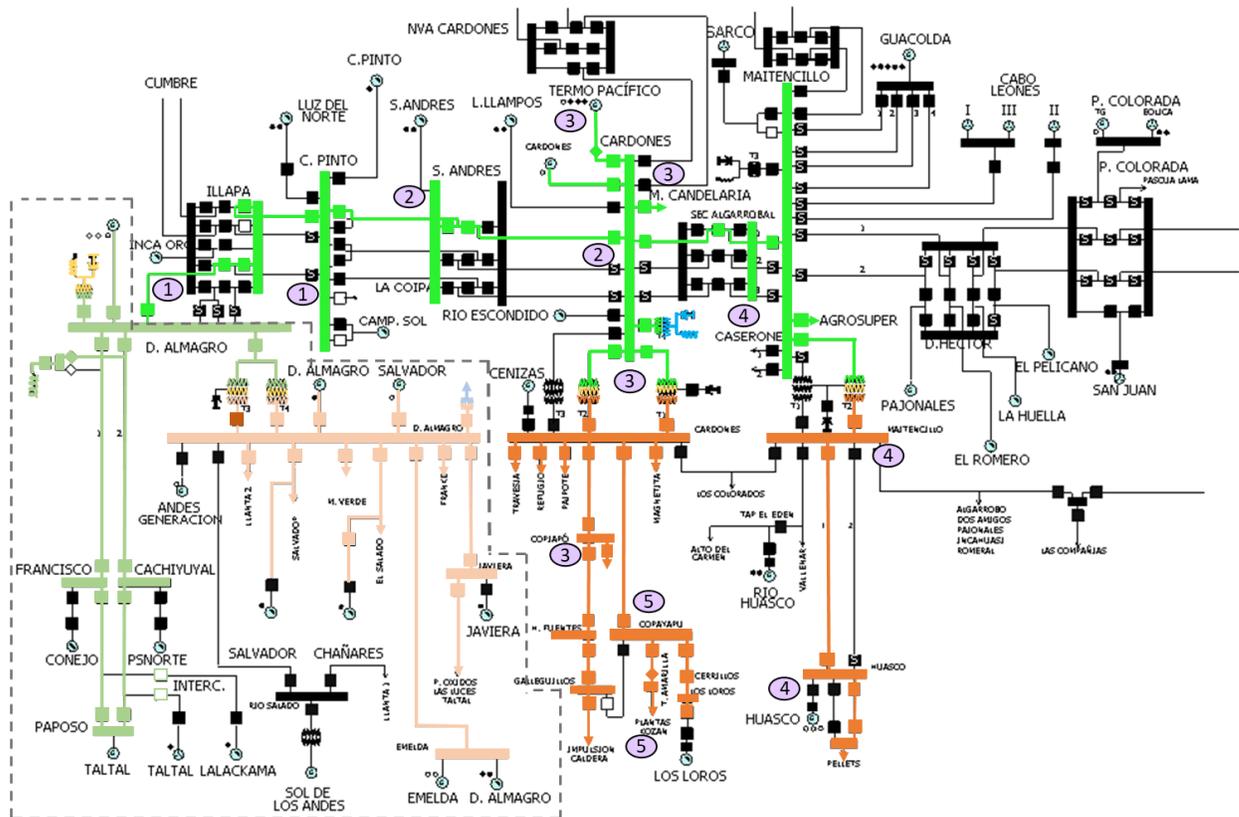


Ilustración 18 Esquema de recuperación: área Diego de Almagro es solidaria al área Cardones

5.7.2.2 ÁREA CARDONES.

El objetivo de la recuperación de esta área es la recuperación del suministro eléctrico de la región de Atacama provincias de Copiapó y Huasco.

Los consumos objetivos de este plan corresponden a la ciudad Copiapó, capital regional (23 MW), la ciudad de Vallenar (11 MW), Alto del Carmen, Tierra Amarilla (17 MW) y Caldera (5 MW).

La Central que cuenta con capacidad de partida autónoma en el área es:

- Huasco

El CC designado como COR en esta área es el CC de Transelec.

La estrategia de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describe a continuación:

1. El CDC solicitará al CC de Enel Generación dar la partida a las 3 unidades de la central Huasco TG para que inicie el proceso de recuperación de servicio del Área Cardones. Con una turbina a gas de la central Huasco en servicio, se dará suministro eléctrico en forma parcial a la Planta de Pellets y a las localidades de Huasco y Freirina.
2. Cuando sincronice la segunda TG de central Huasco, el CC de Enel Generación le comunicará al CDC esta condición. El CDC le solicitará al CC Transelec el cierre de uno de los circuitos de la línea de 110 kV Huasco – Maitencillo desde la S/E Huasco.
 - El CC Transelec le dará partida al grupo de emergencia de la S/E Maitencillo para proveer de SS/AA al CER.
 - Con la barra de 110 kV de S/E Maitencillo en servicio, se energizará por el lado de 110 kV uno de los autotransformadores de 220/110/13.2 kV, 90 MVA, el que proporcionará los SS/AA de la S/E Maitencillo.
3. Conforme a la disponibilidad de potencia de la central Huasco (7 MW), el CC Transelec cerrará la línea de 110 kV Maitencillo – Vallenar con la finalidad de alimentar los consumos de la ciudad de Vallenar y de las localidades al interior de Vallenar. Adicionalmente, se recuperará Alto del Carmen con la energización de la línea de 110 kV El Edén – Alto del Carmen.
 - El CC Transelec despejará las barras de 220 y 110 kV de S/E Cardones, a excepción de uno de los transformadores de 220/110 kV, 75 MVA, que deberá tener cerrado los interruptores de 220 y 110 kV.
 - El CC de Termopacífico deberá tener abierto los interruptores de los 2 transformadores de 220/23 kV, 55 MVA, en la S/E Medellín y le confirmará de esta condición al CDC y la línea de 220 kV Cardones – Medellín deberá estar con sus interruptores cerrados.
 - La central Cardones deberá abrir su interruptor por el lado de 220 kV en S/E Cardones, conforme al despeje de la barra que será coordinado por el CC Transelec.
4. Con al menos dos TG de central Huasco en servicio el CC Transelec cerrará la línea de 110 kV Maitencillo – Cardones. (Se energizarán las barras de 220 y 110 kV de la S/E Cardones) y le informará al CDC.
5. Con las barras de 220 y 110 kV de la S/E Cardones energizadas, el CDC se coordinará con el CC de Termopacífico para la sincronización de la central Termopacífico. El CDC se

coordinará con el CC de central Cardones para el cierre de la línea de 220 kV Cardones – Central Cardones, con esto se energiza el transformador de 220/15 kV para proveer de SS/AA a la central.

6. Al contar con la central Termopacífico en servicio, el CDC le solicitará al CC Transelec el cierre de las líneas de 110 kV Cardones – Hernán Fuentes y 110 kV Cardones – Copayapu – Galleguillos.
 - El CC de Cardones se coordinará con el CDC para la sincronización de la central Cardones y preparará la central para tomar la regulación de frecuencia del área Maitencillo.
 - El operador del El CC de central Cardones le informará al CDC cuando la central haya tomado la regulación de frecuencia, por su parte, el CDC le informará al CC Transelec para que la central Huasco deje de regular frecuencia.

Nota: Posterior a la entrada en operación del proyecto Ampliación en S/E Copayapu, consistente en la ampliación de la barra de 110 kV de la S/E Copayapu y el seccionamiento de la línea 110 kV Cardones – Copiapó en dicha barra, el paso 6 deberá considerar lo siguiente:

6.A) Al contar con la central Termopacífico en servicio, el CDC le solicitará al CC Transelec el cierre de las líneas de 110 kV Cardones – Copayapu, energizando en vacío la barra 110 kV de S/E Copayapu, y posteriormente solicitará el cierre de la línea 110 kV Copayapu – Copiapo - Hernán Fuentes y el cierre de la línea 110 kV Copayapu – Galleguillos.

- El CC de Cardones se coordinará con el CDC para la sincronización de la central Cardones y preparará la central para tomar la regulación de frecuencia del área Maitencillo.
- El operador del El CC de central Cardones le informará al CDC cuando la central haya tomado la regulación de frecuencia, por su parte, el CDC le informará al CC Transelec para que la central Huasco deje de regular frecuencia.

7. El CC Transelec se coordinará con el CDC para el cierre de la línea de 220 kV Cardones – Cerro Negro Norte – Seccionadora Llano de Llampos – Totoralillo y la normalización de los consumos de acuerdo con la disponibilidad de potencia.
8. Con las centrales Huasco TG, Termopacífico y Cardones en servicio, el CDC se coordinará con el CC Transelec para la normalización de todos los consumos y el CER de S/E Cardones.

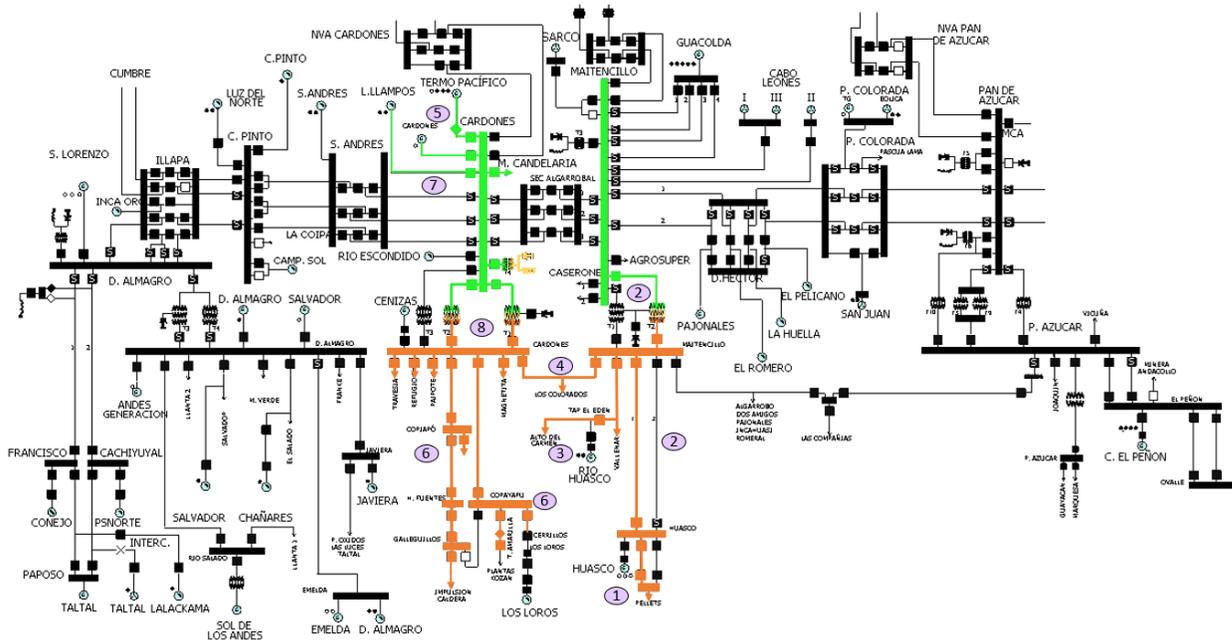


Ilustración 19 Esquema de recuperación área Cardones

Si el área de Diego de Almagro no tiene disponible la central Taltal, se entregará energía desde el área Cardones y Pan de Azúcar.

Una vez recuperada el área de Cardones, el CC Transelec deberá cerrar un circuito de las líneas de 220 kV Cardones – San Andrés, 220 kV San Andrés - Carrera Pinto, 220 kV Carrera Pinto – Illapa, y cerrar o sincronizar un circuito de la línea de 220 kV Illapa – Diego de Almagro en la S/E Diego de Almagro, normalizando los consumos abastecidos de esta S/E.

1. Con las áreas Diego de Almagro y Cardones sincronizadas, los CER de las S/E Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar en servicio, el CDC se coordinará con el CC Transelec para el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Maitencillo – Algarrobal – Cardones , ajustará los niveles de tensión y posteriormente cerrará desde S/E Maitencillo un circuito de la línea 220 kV Maitencillo – Don Héctor – Punta Colorada – Pan de Azúcar, teniendo en consideración que la sincronización deberá efectuarla en S/E Pan de Azúcar.

- Conforme a la disponibilidad de potencia, el CDC autorizará a CGE la normalización paulatina de los consumos en el área Pan de Azúcar.
2. Con la Zona Norte Chico estable, el CDC coordinará con los CC respectivos la sincronización de las centrales fotovoltaicas en la zona, según disponibilidad del recurso solar.
Para el caso que no se encuentren disponibles las centrales Termopacífico y Cardones, y se disponga de energía en la S/E Pan de Azúcar (desde la zona centro), el CDC autorizará al CC Transelec para que cierre o sincronice un circuito de línea existente en el corredor 220 kV entre las SS/EE S/E Pan de Azúcar y S/E Cardones, y normalice en forma paulatina la totalidad de los consumos abastecidos de la S/E Cardones.
 3. Al contar con margen de absorción de reactivos en los equipos CER, el CC Transelec normalizará los consumos mineros de La Candelaria y Compañía Minera La Coipa.
 4. Si los equipos CER de la zona Norte cuentan con margen de absorción de reactivos, el CC Transelec se coordinará con el CC de AES Andes para energizar la línea de 220 kV Guacolda – Maitencillo circuito N°1 y proveer de SS/AA a la central Guacolda.

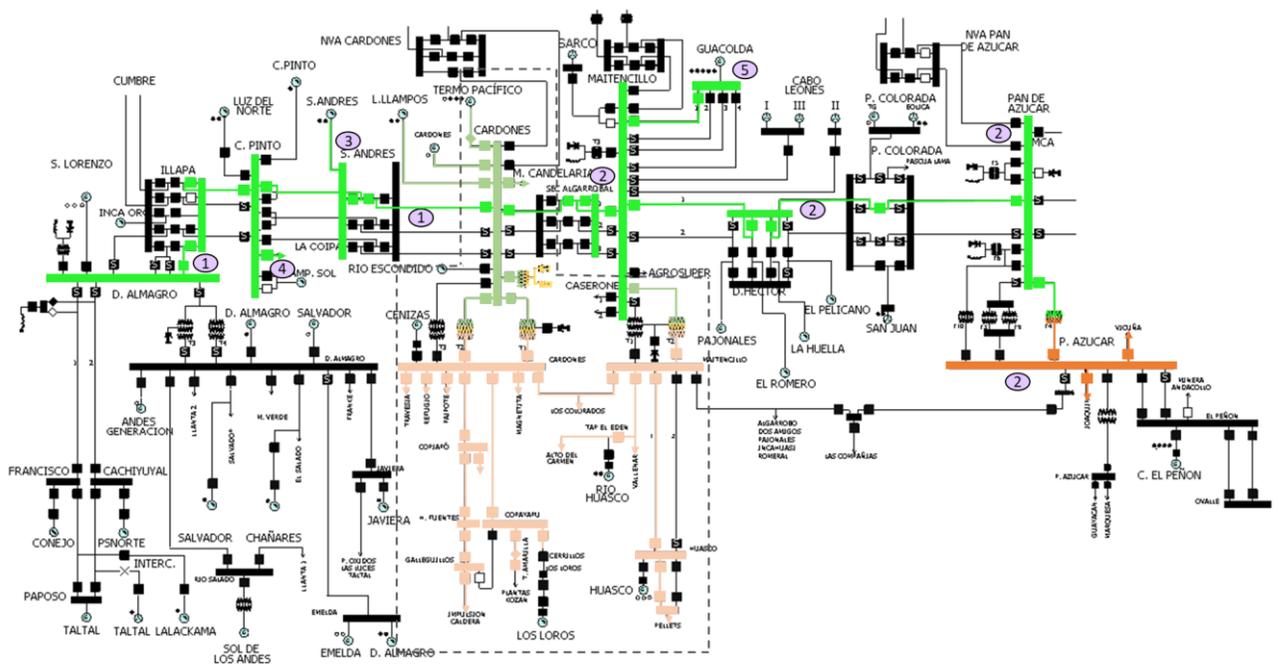


Ilustración 20 Esquema de recuperación: área Cardones entrega energía a otras zonas.

5.7.2.3 ÁREA PAN DE AZÚCAR.

El objetivo de la recuperación de esta área es la reposición del suministro eléctrico de la ciudad de Coquimbo, capital regional, y la ciudad de La Serena.

La central que cuenta con capacidad de partida autónoma en el área es:

- El Peñón (en S/E Central Las Piedras)

El CC designado como COR en esta área es el CC de Transelec.

La estrategia de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describe a continuación:

1. El CC Transelec y el CC de CGE aplicarán los Planes Particulares de Recuperación de Servicio en forma autónoma y descentralizada. El CC Transelec le dará partida al grupo de emergencia de la S/E Pan de Azúcar para proveer de SS/AA a los CER N°1 y 2.
2. El CC de CGE deberá prioritariamente despejar la barra de 110 kV de la S/E Pan de Azúcar, para permitir el ingreso de la central El Peñón. Efectuadas las maniobras, le informará al CDC.
 - El CDC se coordinará con el CC de Enlasa para que le dé partida a la central El Peñón y una vez en servicio, el operador de Enlasa le deberá informar al CDC que está en condiciones de energizar la barra de 110 kV de S/E El Peñón.
 - Una vez energizada la barra de 110 kV de S/E El Peñón, el CDC se coordinará con el CC de CGE para recuperar los consumos de S/E El Peñón (con excepción de los consumos de la Minera Carmen de Andacollo) y para el cierre de la línea de 110 kV Pan de Azúcar – El Peñón, sin cargas conectadas.
 - En caso de fallar el grupo de emergencia de la S/E Pan de Azúcar, el CDC le informará al CC Transelec de la disponibilidad de la central El Peñón para proveer de SS/AA al CER de S/E Pan de Azúcar.
 - Si no se cuenta con la central El Peñón y el grupo de emergencia de la S/E Pan de Azúcar se encuentra indisponible, el CC Transelec recuperará los SS/AA de la S/E Pan de Azúcar con al menos dos unidades de la central Huasco.
3. Por otra parte, y una vez que el o los CER de la S/E Pan de Azúcar cuenten con SS/AA y estén en condiciones de absorber potencia reactiva, el CDC autorizará al CC Transelec

para el cierre de un circuito de las líneas de 220 kV Los Vilos – Las Palmas – Punta Sierra – La Cebada – Don Goyo – Pan de Azúcar.

4. Con la barra de 220 kV de S/E Pan de Azúcar con energía proveniente de la Zona Centro, el CDC le solicitará al CC de CGE recuperar la totalidad de los consumos del Área Pan de Azúcar.
5. El CC de CGE le informará al CDC cuando las barras de 110 y 66 kV de S/E Ovalle se encuentren normalizadas.
6. El CDC autorizará al CC Transelec para que cierre las líneas de 66 kV Los Molles – Ovalle desde la S/E Ovalle y se coordine con el CEN de Enel Generación para la sincronización de la central Los Molles.
7. Al contar con margen de absorción de reactivos en los CER de la S/E Pan de Azúcar y con el CER de la S/E Maitencillo disponible para absorber reactivos, el CC Transelec cerrará o sincronizará un circuito de las líneas de 220 kV Pan de Azúcar – Punta Colorada -Don Héctor - Maitencillo en la S/E Maitencillo.
8. Una vez que el sistema Norte Chico se encuentra estable, el CDC se coordinará con los CC de Enel Green Power, Engie, LAP, AES Andes y Enor Chile para la sincronización de las centrales eólicas de la zona.

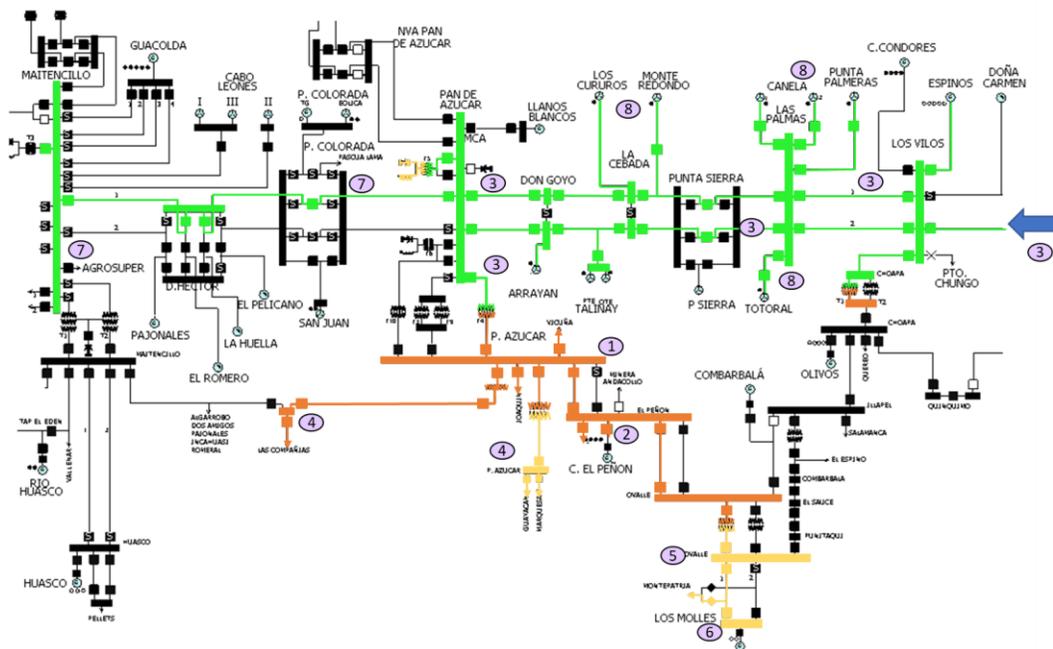


Ilustración 21 Esquema de recuperación área Pan de Azúcar.

5.7.2.4 ÁREA INTERCONEXIÓN

El Área de Interconexión se establece en el corredor de 500 kV ubicado entre las SS/EE Changos – Polpaico. En la actualidad, el uso de estas instalaciones, durante los Planes de Recuperación de Servicio, se encuentra limitada, producto de que su energización requiere contar con importantes recursos de compensación de potencia reactiva para mantener los niveles de tensión dentro de los estándares exigidos por la NTSyCS.

No obstante, lo anterior, se establece el uso de algunas de estas instalaciones dentro del PRS con el objetivo de proveer de energía al Área Cordillera (Zona Norte Grande) desde las Áreas Diego de Almagro o Cardones, con apoyo de recursos locales o energía proveniente de las Zonas Centro – Sur del SEN.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Recuperación desde S/E Diego de Almagro hasta la S/E Kapatur por S/E Cumbre.

El CDC será el encargado de coordinar, con los CC de Interchile, Celeo Redes, TEN, STN y Transelec, el proceso de normalización del suministro eléctrico desde el área Diego de Almagro hasta la S/E Kapatur. Al respecto, se solicitará a CC Interchile y CC TEN preparar el sistema de 500 kV y 220 kV con la apertura de sus interruptores. La prioridad de recuperación de servicio del Área Cordillera será por medio de la línea de 220 kV Illapa - Cumbre circuitos 1 o 2, luego de la normalización de consumos en S/E Diego de Almagro.

1. El CDC se coordinará con el CC de Celeo Redes para la energización de la S/E Illapa con energía proveniente de la S/E Diego de Almagro o desde la S/E Cardones.
2. Si el Área Cardones no está aún recuperada, conforme a la disponibilidad de potencia, se normalizarán los consumos en S/E Cardones, se pondrá en servicio el equipo CER en modo control de reactivos y se ajustarán las tensiones en torno a 224 KV. La Central Tal-Tal realizará absorción de reactivos dentro de sus límites técnicos. Adicionalmente, se autorizará la recuperación de 5 MW de consumo en S/E Minera Candelaria.
3. El CC de Celeo Redes energizará un circuito de la línea de 220 kV Illapa – Cumbre. Luego, verificará el estado abierto del interruptor 52J4 en S/E Cumbre, previo a la energización del transformador 500/220 kV en la S/E.

Posteriormente, se energizará en S/E Cumbre el transformador N°1 500/220 kV, por el lado de 220 kV con el equipo de cierre sincronizado RPH3. Finalmente, el CDC coordinará la energización de la barra N°1 500 kV de S/E Cumbre mediante el cierre del interruptor de 500 kV del transformador N°1 500/220 kV.

4. El CDC se coordinará con el CC de TEN para la energización de uno de los circuitos de la línea de 500 kV Cumbre – Changos, con ambos reactores de línea conectados, ambas compensaciones series desconectadas (puenteadas) y la energización de las barras de 500 kV N°1 y N°2 en S/E Changos.
5. Luego, el CDC autorizará la energización de un transformador de 500/220 kV en S/E Changos por medio del interruptor de 500 kV que cuenta con sistema “*Point On Wave*” (RPH3), y el CC de TEN cerrará el interruptor de 220 kV del transformador energizando una diagonal de 220 kV en la S/E.
6. El CDC coordinará con CC Transelec el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Changos – Kapatur. Luego, con la barra de 220 kV de S/E Kapatur energizada, y conforme a la potencia disponible, el CDC coordinará la reposición paulatina de suministro eléctrico a los consumos considerados del Área Cordillera.

Por otra parte, si la barra de 220 kV de S/E Kapatur se encuentra energizada antes de cierre de la línea de 220 kV Changos – Kapatur, el CDC se coordinará con el CC Transelec para sincronizar los sistemas Norte Grande, Área Cordillera, y Norte Chico, a través de la línea de 220 kV Changos – Kapatur en S/E Kapatur.

“Inrush” durante la energización en vacío del ATR N°2. Al respecto, el NUP 2056 se encuentra en proceso de conexión al SEN y, posterior a su entrada en operación, se consideran tres alternativas de Planes de Recuperación de Servicio a través de esta zona de interconexión.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Alternativa 1:

1. Con energía proveniente de las Zonas Centro – Sur, el CDC deberá subir a 224 kV la tensión en la barra de 220 kV de la S/E Cardones y a 226 kV la tensión en la barra de 220 kV en la S/E Maitencillo, haciendo uso para tal efecto, de los equipos de compensación reactiva ubicados en las SS/EE Diego de Almagro, Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar, además del apoyo de la central Guacolda, en lo posible.
Conforme a la disponibilidad de potencia se normalizan los consumos de las áreas Pan de Azúcar, Diego de Almagro y Maitencillo.
2. El CDC coordinará con el CC de Interchile la energización de un circuito de la línea de 220 kV Cardones – Nueva Cardones. Posteriormente, se energizará en S/E Nueva Cardones el transformador 500/220 kV N°2 por el lado de 220 kV con el equipo de cierre sincronizado RPH3. Finalmente, el CDC coordinará la energización de una de las barras de 500 kV de S/E Nueva Cardones, mediante el cierre de los interruptores de 500 kV del transformador N°2.
3. Luego, el CDC se coordinará con el CC de TEN para el cierre de un circuito de la línea de 500 kV Nueva Cardones – Cumbre con ambos reactores de línea conectados, y la compensación serie desconectada (puenteada) en el extremo de S/E Cumbre.
4. Si los niveles de tensión cumplen con los estándares definidos en la NTSyCS para el estado de Alerta, el CDC se coordinará con el CC de TEN para la energización de uno de los circuitos de la línea de 500 kV Cumbre – Changos, con ambos reactores de línea conectados, ambas compensaciones series desconectadas (puenteadas) y la energización de las barras de 500 kV N°1 y N°2 en S/E Changos.
5. Luego, el CDC autorizará la energización de un transformador de 500/220 kV en S/E Changos por medio del interruptor de 500 kV que cuenta con sistema “*Point On Wave*” (RPH3), y el CC de TEN cerrará el interruptor de 220 kV del transformador energizando una diagonal de 220 kV en la S/E.

6. El CC Transelec coordinará el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Changos – Kapatur. Luego, con la barra de 220 kV de S/E Kapatur energizada, y conforme a la potencia disponible, el CDC coordinará la reposición paulatina de suministro eléctrico a los consumos considerados del Área Cordillera.

Por otra parte, si la barra de 220 kV de S/E Kapatur se encuentra energizada antes de cierre de la LT 220 kV Changos – Kapatur, el CDC se coordinará con el CC Transelec para sincronizar los sistemas Norte Grande, Área Cordillera, y Norte Chico, a través de la LT 220 kV Changos – Kapatur en S/E Kapatur.

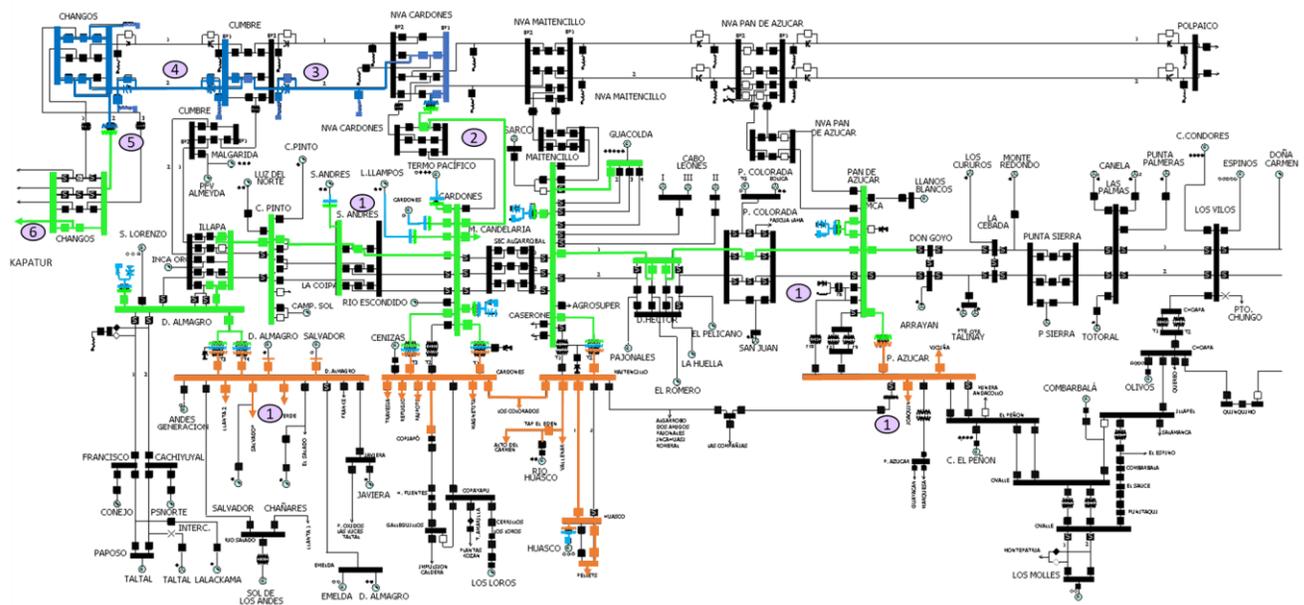


Ilustración 23 Esquema de recuperación área Interconexión desde Cardones-Kapatur, alternativa 1.

Alternativa 2:

1. Si no se cuenta con energía de las Zonas Centro – Sur, se requiere en servicio la central Cardones y, al menos, una unidad de central Taltal con ambas centrales sincronizadas, además, el CDC deberá subir a 224 kV la tensión en la barra de 220 kV de S/E Cardones, absorbiendo reactivos con la central Cardones y abasteciendo una parte de los consumos de la Región de Atacama.
2. Luego, el CDC se coordinará con el CC de Interchile para el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Cardones – Nueva Cardones, la energización del transformador N°2

500/220 kV desde la barra 220 kV, por medio del equipo de cierre sincronizado RPH3, y el cierre del interruptor de 500 kV, hasta la energización de la barra de 500 kV de S/E Nueva Cardones.

3. Posteriormente, el CDC se coordinará con el CC de TEN para el cierre de un circuito de la línea de 500 kV Nueva Cardones – Cumbre con ambos reactores de línea conectados, y la compensación serie desconectada (puenteada) en el extremo de S/E Cumbre.
4. Si los niveles de tensión cumplen con los estándares definidos en la NTSyCS para el estado de Emergencia, el CDC se coordinará con el CC de TEN para la energización de uno de los circuitos de la línea de 500 kV Cumbre – Changos con ambos reactores de línea conectados, ambas compensaciones series desconectadas (puenteadas) y la energización de las barras de 500 kV N°1 y N°2 en S/E Changos.
5. Luego, el CDC autorizará la energización de un transformador de 500/220 kV en S/E Changos por medio del interruptor de 500 kV que cuenta con sistema “*Point On Wave*” (RPH3), y el CC de TEN cerrará el interruptor de 220 kV del transformador energizando una diagonal de 220 kV en la S/E.
6. El CC Transelec coordinará el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Changos – Kapatur. Con la barra de 220 kV de S/E Kapatur energizada, y conforme a la potencia disponible, el CDC coordinará la reposición paulatina de suministro eléctrico a los consumos considerados del Área Cordillera.

Por otra parte, si la barra de 220 kV de S/E Kapatur se encuentra energizada antes de cierre de la LT 220 kV Changos – Kapatur, el CDC se coordinará con el CC Transelec para sincronizar los sistemas Norte Grande, Área Cordillera, y Norte Chico, a través de la LT 220 kV Changos – Kapatur en S/E Kapatur.

3. Posteriormente, el CDC se coordinará con el CC de TEN para el cierre de un circuito de la línea de 500 kV Nueva Cardones – Cumbre con ambos reactores de línea conectados, y la compensación serie desconectada (puenteada) en el extremo de S/E Cumbre.
4. Si los niveles de tensión cumplen con los estándares definidos en la NTSyCS para el estado de Emergencia, el CDC se coordinará con el CC de TEN para la energización de uno de los circuitos de la línea de 500 kV Cumbre – Changos con ambos reactores de línea conectados, ambas compensaciones series desconectadas (puenteadas) y la energización de las barras de 500 kV N°1 y N°2 en S/E Changos.
5. Luego, el CDC autorizará la energización de un transformador de 500/220 kV en S/E Changos por medio del interruptor de 500 kV que cuenta con sistema “*Point On Wave*” (RPH3), y el CC de TEN cerrará el interruptor de 220 kV del transformador energizando una diagonal de 220 kV en la S/E.
6. El CC Transelec coordinará el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Changos – Kapatur. Con la barra de 220 kV de S/E Kapatur energizada, y conforme a la potencia disponible, el CDC coordinará la reposición paulatina de suministro eléctrico a los consumos considerados del Área Cordillera.

Por otra parte, si la barra de 220 kV de S/E Kapatur se encuentra energizada antes de cierre de la LT 220 kV Changos – Kapatur, el CDC se coordinará con el CC Transelec para sincronizar los sistemas Norte Grande, Área Cordillera, y Norte Chico, a través de la LT 220 kV Changos – Kapatur en S/E Kapatur.

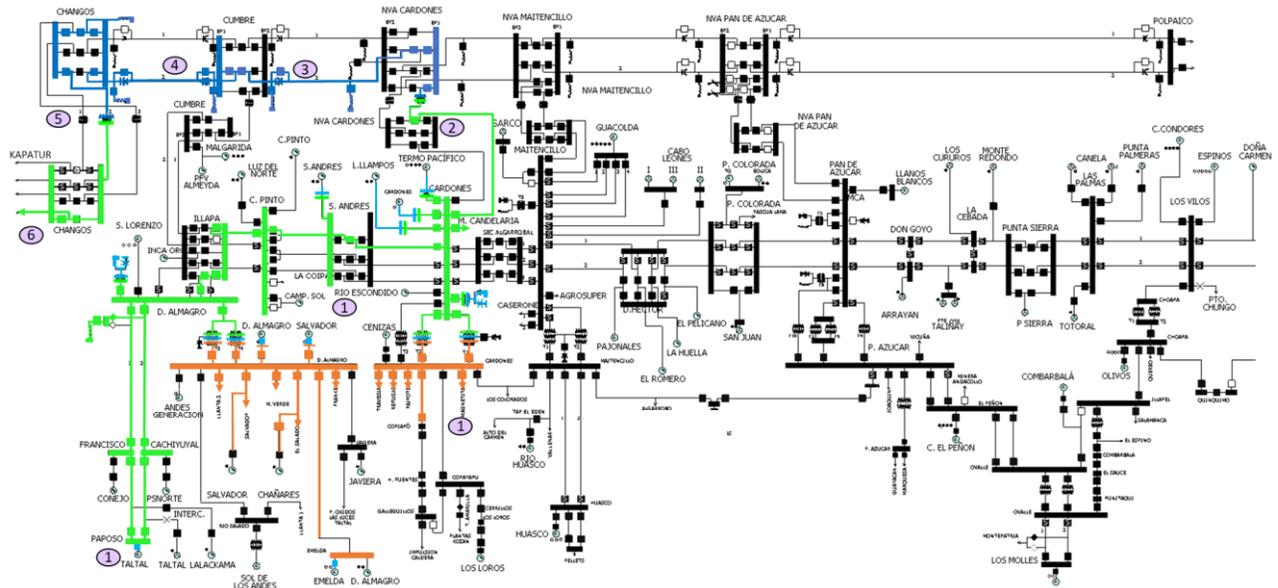


Ilustración 25 Esquema de recuperación área Interconexión desde Cardones-Kapatur, alternativa 3.

5.7.3 ZONA CENTRO.

Esta zona consta de tres áreas:

- Cerro Navia
- Alto Jahuel
- Itahue

La Zona Centro realizará los procesos de recuperación de servicio en forma simultánea en sus tres áreas de modo que se vayan interconectando estas áreas con la autorización del CDC, en la medida que los recursos de generación sean suficientes.

5.7.3.1 ÁREA CERRO NAVIA.

Esta área cumple la finalidad de abastecer, en primera instancia, consumos del barrio cívico de la ciudad de Santiago y de proveer de SS/AA a las centrales de ciclo combinado Nueva Renca, San Isidro I, San Isidro II, Nehuenco I, Nehuenco II y Nehuenco III.

Las Centrales que cuentan con capacidad de partida autónoma en el área son:

- Rapel
- Quintero

Para esta área se plantean dos planes de recuperación de servicio, que se originan desde los siguientes posibles escenarios:

- Plan A: Central Rapel con tres o más unidades y Central Quintero disponible.
- Plan B: Central Rapel sólo con dos unidades y Central Quintero disponible.

El CC designado como COR en esta área es el CC de Transelec.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Plan A: Central Rapel con tres o más unidades disponibles.

1. Para iniciar el proceso de recuperación de servicio de esta área, el CC Transelec impartirá las instrucciones a la central Rapel para que inicie el proceso de partida.
 - El CC de Enel Generación en forma autónoma procederá a dar partida a la central Quintero TG-1A y TG-1B. Cuando esté en condiciones de sincronizar o energizar la barra de 220 kV de S/E Quintero, se deberá coordinar con el CDC para que le asigne la carga.
2. Una vez en servicio al menos una unidad de la central Rapel, el operador de la central, ajustará el nivel de tensión en bornes de la central a 13,11 kV (0,95 p.u.), posteriormente, el CC Transelec se coordinará con la central Rapel para cerrar un circuito de la línea de 220 kV Rapel – Seccionadora Lo Aguirre – Cerro Navia 1 o 2, (cerrará el circuito de la línea donde no esté conectada S/E Tap Alto Melipilla) y conforme a la disponibilidad de máquinas de la central, el CDC se coordinará con Enel Transmisión para entregar un bloque de carga correspondiente a 60 MW por la barra de 110 kV de la S/E Cerro Navia. Con la barra de 220 kV de S/E Cerro Navia energizada, el STATCOM automáticamente contará con SS/AA y en condiciones de energizarse (absorber reactivos), lo que permitirá dar margen de reactivos a las unidades de la central Rapel.
3. Una vez que el CC Enel Transmisión haya tomado el bloque de carga de 60 MW y se encuentre energizada la S/E Renca, el CC de Enel Transmisión le informará al CDC, para que este se coordine con el CC de Generadora Metropolitana y le informe que está en condiciones de retirar energía para los SS/AA de la central Nueva Renca.
4. Al contar con al menos 3 unidades de la central Rapel, el COR (CC Transelec) iniciará la recuperación del Sistema de Transmisión de 220 kV desde la S/E Cerro Navia al Norte, manteniendo las tensiones conforme los estándares definidos en la NTSyCS en estado de Emergencia.

- Las SS/EE Polpaico, Quillota, Nogales, Los Vilos y San Luis, deberán estar con todos sus interruptores abiertos.
 - Previo al cierre de la línea de 220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa – Polpaico, el CC Transelec deberá pasar a operación manual el modo de control de los transformadores desfasadores N°6 y N°7 de S/E Cerro Navia y cambiar los taps a posición central (17) para energizar la barra de 220 kV de la S/E Polpaico, desde S/E Cerro Navia. Adicionalmente, deberá considerar el cierre en S/E Nueva Lampa de los interruptores 220 kV asociados al circuito que se utilizará en este paso (considerar el circuito que no tiene cerrado el arranque de S/E Lampa).
 - Con la barra de 220 kV de S/E Polpaico energizada, el CER automáticamente contará con SS/AA por lo que una vez en condiciones de energizarse (absorber reactivos), el CC Transelec le fijará una consigna de tensión de 226 kV.
5. El CDC le informará al CC de ENEL Transmisión para el cierre de uno de los circuitos de la línea de 220 kV Polpaico - El Salto y una toma de carga de hasta 100 MW. Con esto, el CC de ENEL Transmisión continuará con la recuperación de servicio a través de uno de los transformadores de 220/110 kV de la S/E El Salto.
6. Si los niveles de tensión están conforme a los estándares definidos en la NTSyCS para estado de Emergencia, la central Rapel cuenta con reserva de reactivos y están disponibles el CER de S/E Polpaico y/o el STATCOM de S/E Cerro Navia, el CC Transelec cerrará una de las líneas de 220 kV Polpaico – Quillota, 220 kV Quillota – Nogales y 220 kV Nogales – Los Vilos, para proporcionar SS/AA a la central Espinos.
- Cuando la central Espinos requiera sincronizarse al SEN, el CC de Potencia se deberá coordinar con el CDC, quien le asignará la consigna de carga a la central.
7. Con las barras de 220 kV y 110 kV de la S/E Quillota energizadas, el CDC se coordinará con el CC de CGE para que cierre la línea de 110 kV Quillota – Quínquimo y normalice en forma parcial los consumos de las SS/EE Casas Viejas, Marbella y Cabildo (aproximadamente hasta 20 MW), la normalización de total de los consumos será instruida por el CDC cuando se cuente con recursos disponibles.

8. Con la S/E Choapa energizada y la tensión dentro de los estándares definidos en de la NTSyCS para el estado de Emergencia, el CC de CGE cerrará el transformador de 220/110 de la S/E Choapa y recuperará la totalidad de los consumos correspondientes a la barra norte de la S/E Quínquimo y las SS/EE Quereo, Salamanca, Illapel y Combarbalá, sin consultar al CDC.
9. El CC de Espinos le dará arranque a la central Olivos y previo a la sincronización se coordinará con el CDC para que este le asigne la carga a la central.
El CC Transelec se coordinará con el CDC para el cierre o sincronización de la línea de 220 kV Quillota – San Luis circuitos 1 o 2.
10. Por otra parte, si las centrales Nehuenco I, Nehuenco II, Nehuenco III, San Isidro I y San Isidro II, no cuentan con SS/AA, el CDC les asignará 20 MW para ese propósito se impartirá la instrucción al CC Transelec para que energice los transformadores de las unidades antes mencionadas. Las centrales deberán entrar al servicio en ciclo abierto.
El CC Transelec cerrará la línea de 220 kV San Luis – Quintero para proveer SS/AA a la central Quintero si es que la TG 1A o TG 1B no ha partido en forma autónoma, para que inicie el proceso de partida. Cuando la central Quintero TG 1A o TG 1B estén en condiciones de sincronizar, el CC de Enel Generación se deberá coordinar con el CDC para su vinculación al sistema y su asignación de carga.
11. Con disponibilidad de potencia en la central Rapel, el CDC se coordinará con el CC Chilquinta para que, dependiendo del caso, cierre o sincronice la línea de 110 kV Quillota – San Pedro y tome un bloque de carga de 50 MW por la línea de 110 kV Quillota – San Pedro. Este punto de interconexión deberá tenerse en consideración para la sincronización con la central Ventanas 2, conforme se indica en la Zona Quinta Área Costa.
12. Al sincronizar al menos una de las centrales en la S/E San Luis, el CDC le informará al COR Quinta (CC Chilquinta) que se coordine con el CC Transelec, para el cierre de la línea de 220 kV San Luis – Agua Santa. Con la línea de 220 kV San Luis – Agua Santa cerrada, el CDC se coordinará con el CC Chilquinta y le autorizará un retiro de 100 MW en dos escalones de 50 MW, por medio de la línea antes señalada.
13. Con disponibilidad de potencia a través de la línea de 220 kV Rapel – Lo Aguirre – Cerro Navia o la central Rapel se encuentre con 4 unidades en servicio, el CC Transelec cerrará el segundo circuito de la línea 220 kV Rapel – Lo Aguirre – Cerro Navia (1 o 2), con esto

se energizará la S/E Alto Melipilla de Chilquinta y se normalizarán los consumos de la SS/EE San Antonio, San Sebastián, Tap Off Alto Melipilla, Bajo Melipilla, Bollenar, El Maitén, El Paico, El Monte, Chocalán, Mandinga y Leyda.

14. Para proveer de SS/AA a la central Los Vientos y la normalización de los consumos de la S/E Batuco, el CDC autorizará al CC Chilquinta para el cierre desde S/E Cerro Navia de la línea de 110 kV Cerro Navia – Las Vegas, previo al cierre del interruptor de la línea, el CC Chilquinta se deberá coordinar con el CC de Enel Transmisión.
15. Si se cuenta con disponibilidad de potencia, el CDC autorizará al CC de CGE Trasmisión a normalizar la S/E Quelentaro con todos sus consumos.
16. Solamente cuando el SEN se encuentre normalizado, el CDC solicitará a los CC de Enel Generación y Colbún pasar a ciclo combinado las centrales San Isidro I y Nehuenco I. Si los niveles de tensión están dentro de los estándares definidos en la NTSyCS para el estado de Emergencia, el CC Transelec se coordinará con el CDC para el cierre de la línea de 220 kV Nogales – Polpaico circuitos 1 y 2.

Plan B: Central Rapel sólo con dos unidades disponibles.

Si solo se cuenta con 2 unidades de la central Rapel E/S y no se pueden unir las Áreas Alto Jahuel y Cerro Navia, el CDC le impartirá las instrucciones al COR (CC Transelec) para que proceda con la recuperación de servicio con la prioridad de abastecer el barrio cívico y dar SS/AA a las centrales Nueva Renca y las centrales conectadas en S/E San Luis.

1. Para iniciar el proceso de recuperación de servicio de esta área, el CC Transelec impartirá las instrucciones a la central Rapel para que inicie el proceso de partida.
 - El CC de Enel Generación en forma autónoma procederá a dar partida a la central Quintero TG-1A y TG-1B. Cuando esté en condiciones de sincronizar o energizar la barra de 220 kV de S/E Quintero, se deberá coordinar con el CDC para que le asigne la carga.
2. Una vez en servicio al menos una unidad de la central Rapel, el operador de la central ajustará el nivel de tensión en bornes de la central a 13,11 kV (0,95 p.u.).

Posteriormente, el CC Transelec se coordinará con la central Rapel para cerrar la línea de 220 kV Rapel – Seccionadora Lo Aguirre – Cerro Navia 1 o 2, (cerrará la línea donde no esté conectada S/E Alto Melipilla) y conforme a la disponibilidad de máquinas de la central, el CDC se coordinará con Enel Transmisión para entregar un bloque de carga correspondiente a 60 MW por la barra de 110 kV de la S/E Cerro Navia. Con la barra de 220 kV de S/E Cerro Navia energizada, el STATCOM automáticamente contará con SS/AA y en condiciones de energizarse (absorber reactivos), lo que permitirá dar margen de reactivos a las unidades de la central Rapel.
3. Una vez que el CC Enel Transmisión haya tomado el bloque de carga de 60 MW y se encuentre energizada la S/E Renca, el CC de Enel Transmisión le informará al CDC, para que este se coordine con el CC de Generadora Metropolitana y le informe que está en condiciones de retirar energía para los SS/AA de la central Nueva Renca.
4. El COR (CC Transelec) cerrará la línea de 220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa – Polpaico circuito 1 o 2 con el transformador desfasador (N°6 o N°7 según el circuito que esté en servicio) con un modo de control en operación manual y en tap central (17), con la finalidad de proveer de SS/AA al CER de S/E Polpaico. Previo al cierre de la línea de 220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa – Polpaico, el CC Transelec deberá considerar el cierre en S/E Nueva Lampa de los interruptores 220 kV asociados al circuito que se utilizará en este paso (considerar el circuito que no tiene cerrado el arranque de S/E Lampa).

5. Cuando el CER de S/E Polpaico se encuentre en servicio, el CC Transelec le ajustará una consigna de tensión de 226 kV en la barra de 220 kV de S/E Polpaico, para dar margen de reactivos a las unidades de la central Rapel.
6. El CC Transelec se coordinará con el CDC para el cierre de la línea de 220 kV Polpaico – Quillota circuito 1 o 2.
7. Con la barra de 220 kV de S/E Quillota energizada, el CC Transelec se coordinará con el CDC para el cierre de uno de los circuitos de la línea de 220 kV Quillota – San Luis.
8. Al contar con energía la barra de S/E San Luis, el CDC se coordinará con los CC de Enel Generación y Colbún para que provean de SS/AA a las centrales Nehuenco I, Nehuenco II, Nehuenco III, San Isidro I y San Isidro II.
9. El CDC le solicitará al CC Transelec el cierre de uno de los circuitos de las líneas de 220 kV Quillota – Nogales y 220 kV Nogales – Los Vilos, con la finalidad de dar SS/AA a las centrales Olivos y Espinos. El CC de Espinos se coordinará con el CDC cuando las centrales Olivos y/o Espinos estén en condiciones de sincronizar.

5.7.3.2 ÁREA ALTO JAHUEL

El objetivo de la recuperación de esta área es proveer de suministro eléctrico al anillo de 110 kV de Enel Transmisión, y a los consumos de la zona sur de la región Metropolitana, externos al anillo 110 kV, como lo son los abastecidos desde las SS/EE Buin y Paine.

Las Centrales que cuentan con capacidad de partida autónoma en el área son:

- Colbún
- Pehuenche

El Área Alto Jahuel cuenta con tres vías de recuperación del servicio, las que se realizarán en forma simultánea y estas son:

- Plan A: desde la S/E Charrúa.
- Plan B: desde la central Colbún.
- Plan C: desde la central Pehuenche.

El CC designado como COR en esta área es el CC de Transelec.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Previo al proceso de energización de las barras de las SS/EE Alto Jahuel, Ancoa y Entre Ríos, el CC de Transelec y CC de Celeo Redes deberá tener abiertos en S/E Alto Jahuel todos los interruptores de las barras de 500 kV y 220 kV, manteniendo seccionadores de barra cerrados, en S/E Ancoa deberán estar abiertos todos los interruptores de 500 kV y 220 kV de los bancos de autotransformadores de 500/220 kV, manteniendo los interruptores seccionadores de barra cerrados y en S/E Entre Ríos deberán estar abiertos todos los interruptores de 500 kV y 220 kV de los bancos de autotransformadores de 500/220 kV, y las líneas 500 kV y 220 kV Charrúa – Entre Ríos y de la línea 500 kV Entre Ríos – Ancoa Una vez efectuadas estas maniobras se deberá informar al CDC.

Plan A: desde la S/E Charrúa:

1. El CC de Transelec se coordinará para que se prepare el sistema de 220 kV de la S/E Charrúa, considerando una banda de tensión entre los 225 y 231 kV en la barra de 220 kV de la S/E Charrúa y teniendo en consideración el estudio del Anexo N°4.

2. El CC de Transelec realizará el cierre de uno de los bancos de transformadores de 500/220/66 kV, 750 MVA (taps 1 o 2) y la energización de la línea de 500 kV Charrúa – Ancoa 3 en la S/E Charrúa (en lo posible con los reactores conectados en las SS/EE Charrúa y Ancoa).
 - El CC de Transelec, energizará la barra de 500 kV de S/E Ancoa, posteriormente uno de los autotransformadores de 500/220 kV por el lado de 500 kV y se coordinará con el CDC para, dependiendo el caso, el cierre o la sincronización por el lado de 220 kV.
3. El CDC le informará al CC de Enel Generación que la barra de 220 kV de SE Ancoa será energizada por medio de un autotransformador de 500/220 kV, previo a su energización. Con la barra de 220 kV de S/E Ancoa energizada, el CC de Transelec proseguirá con la recuperación de servicio del sistema de 154 kV por la S/E Itahue.
4. El CDC se coordinará con el CC de Alfa Transmisora de Energía para, dependiendo del caso, el cierre o sincronización en S/E Ancoa del cable 220 kV Ancoa – Colbún.
5. El CC de Enel Generación se coordinará con el CDC para la sincronización de la central Pehuenche.
6. El CC de Transelec y/o el CC de Celeo Redes se coordinarán con el CDC para la energización de la línea de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel 1, 2, 3 o 4 (la que esté en condiciones de ingresar primero al sistema) con los reactores conectados.
 - Para el cierre o sincronización de los interruptores de 220 kV de un banco de autotransformador de 500/220/66 kV de S/E Alto Jahuel, el CC de Transelec deberá previamente coordinarse con el CDC.

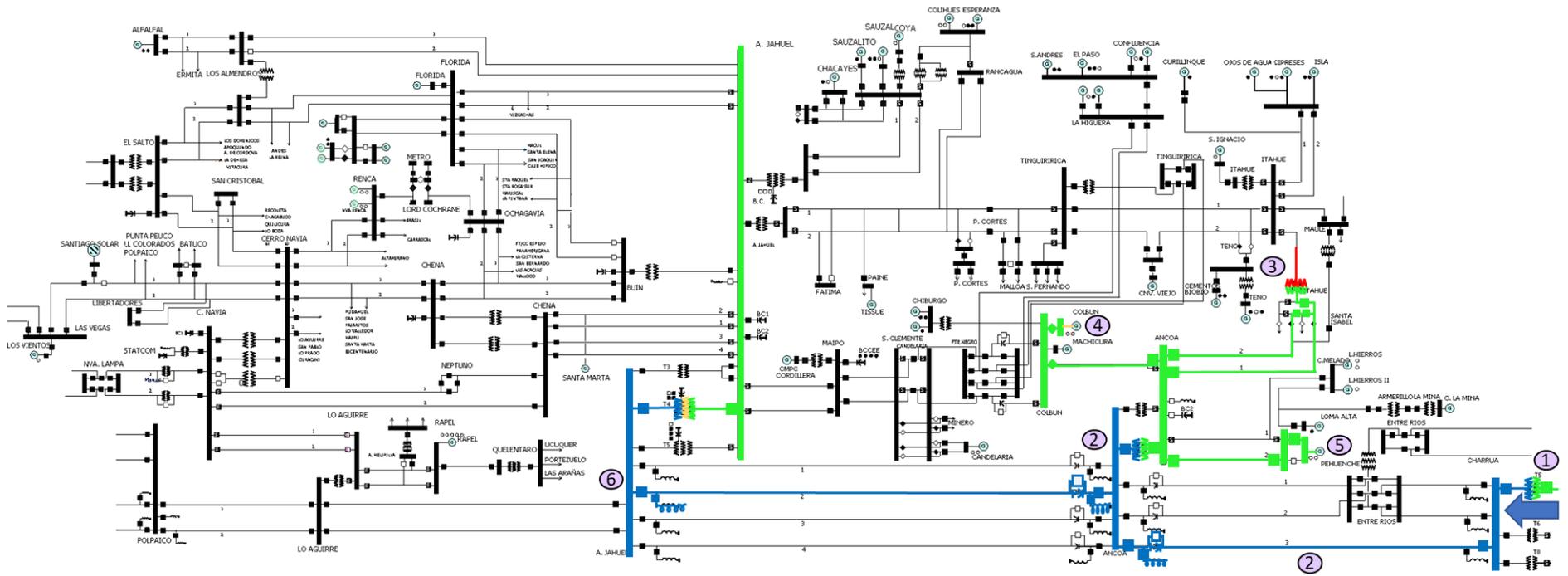


Ilustración 28 Esquema de recuperación área Alto Jahuel, plan A. Energización desde S/E Charrúa

Plan B: desde la central Colbún:

1. Si las barras de 220 kV de la S/E Alto Jahuel se encuentran con tensión, el CC de Colbún en coordinación con el CDC sincronizará al menos 1 unidad de la central Colbún en esta subestación, mediante el cierre de uno de los interruptores de la línea 220 kV Colbún – Puente Negro – Candelaria – Maipo – Alto Jahuel, circuito 1 o 2 (el que esté disponible). Para tal efecto, el CC de Colbún deberá contar con una unidad en servicio y el CC de Alfa Transmisora de Energía deberá previamente desconectar un circuito de la línea 220 kV Colbún – Puente Negro – Candelaria – Maipo – Alto Jahuel (incluidos los bancos de condensadores shunt), los dos circuitos de la línea 220 kV Puente Negro – Tinguiririca y un circuito de la línea 220 kV Candelaria – Minero en S/E Candelaria.
2. Si no es posible sincronizar en la S/E Alto Jahuel, se procederá a energizar o cerrar un circuito desde la S/E Alto Jahuel hacia la central Colbún, para tal efecto el CC de Colbún en coordinación con el CDC procederá a sincronizar una unidad generadora en la S/E Colbún.
3. Cuando la S/E Candelaria se encuentre energizada, con energía proveniente del sistema o con aportes de la central Colbún, el CC de Alfa Transmisora Energía deberá proveer de SS/AA a la central Candelaria y abastecer con 30 MW de consumos esenciales a Codelco División El Teniente por medio de un circuito de la línea 220 kV Candelaria – Minero.
 - Si el embalse de la central Colbún se encuentra operando bajo la cota 418,00 m.s.n.m., el CDC le dará prioridad a la recuperación del servicio del Área Alto Jahuel mediante las otras dos alternativas, es decir, energizando desde S/E Charrúa o desde central Pehuenche.

asignará un consumo de 30 MW esenciales a Codelco División El Teniente, por medio de un circuito de 220 kV Candelaria – Minero.

4. A su vez, el CC de Transelec se coordinará con el CDC para el ingreso o sincronización de la central Pehuenche al sistema de 500 kV a través del interruptor del transformador de 500 kV en la S/E Ancoa.
 - Seguidamente, en la S/E Ancoa el CC de Transelec energizará por 220 kV uno de los bancos de autotransformadores de 500/220 kV y preparará el sistema de 500 kV, adecuando las tensiones en la barra de 220 kV a un valor que no supere los 226 kV.
 - Si la barra de 220 kV de la S/E Ancoa supera los 226 kV, el CC de Transelec solicitará al CC de Enel Generación que la central Pehuenche ajuste su consigna de tensión para bajar la tensión de la barra de 220 kV de la S/E Ancoa. Además, pasará el cambiador de taps del banco de transformadores de 500/220 kV de la S/E Ancoa a un tap que dé una tensión dentro del rango de 505 a 510 kV y en el banco de transformadores de 500/220/66 kV de la S/E Alto Jahuel a un tap que permita tener una tensión por el lado de 220 kV en una banda de 225 a 235 kV.
5. El CC de Transelec una vez preparado el sistema en el área, informará al CDC quien se coordinará con el CC de Transelec y/o con el CC de Celeo Redes para la energización de la línea de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel 1, 2, 3 o 4, la que esté en condiciones de entrar primero, con todos sus reactores conectados.
6. Para el cierre o sincronización del interruptor de 220 kV de un banco de autotransformadores de 500/220/66 kV de la S/E Alto Jahuel, el CC de Transelec deberá coordinarse previamente con el CDC.

Recuperación del área restante de Alto Jahuel

Una vez que se tenga al menos una de las tres alternativas de recuperación del Área Alto Jahuel, se deberá aplicar el siguiente procedimiento:

1. Con las barras de 220 kV de la S/E Alto Jahuel energizadas y conforme a la disponibilidad de potencia, el CDC solicitará al CC de Enel Transmisión la toma de carga de dos bloques de 50 MW por la S/E Buin.
2. El CC de CGE deberá tener abierta la S/E Mariscal y tan pronto las condiciones del sistema lo permitan, esto es, una vez cerrado ambos circuitos de la línea 110 kV Alto Jahuel – Buin – Florida, el CC de CGE Transmisión se coordinará con el CC de Enel Transmisión para la normalización de la S/E Mariscal, previa coordinación del CDC.
3. El CDC se coordinará con el CC de Enel Transmisión para tomar un bloque de carga de hasta 100 MW por S/E Los Almendros, cerrando la línea de 220 kV Alto Jahuel – Los Almendros circuito N°1 en S/E Los Almendros, en conformidad con el CC de Enel Transmisión, el CDC le solicitará al CC de Transelec el cierre de la línea señalada. Luego el CDC coordinará el cierre de la línea 220 kV Alfalfal – Los Almendros para proveer de SS/AA a las Centrales Alfalfal y Alfalfal II y permitir sincronización.
4. El CDC se coordinará con el COR (CC Transelec) para cerrar el banco de autotransformadores de 220/110/13.8 kV, 390 MVA de la S/E Alto Jahuel, con esto se energizará la barra de 110 kV de la S/E en comento.
5. Posteriormente, el CDC se coordinará con el CC de ENEL Transmisión para que tome un bloque de carga de hasta 50 MW por las líneas de 110 kV Alto Jahuel – Buin – Florida, y además, se coordine con el CC de AES Andes para proveer de SS/AA a las centrales Las Lajas, Queltehues, Volcán y Maitenes.
6. El CC Transelec cerrará desde la S/E Alto Jahuel las líneas de 110 kV Sauzal – Alto Jahuel y se coordinará con el operador de la central Sauzal para el cierre o la sincronización de las líneas de la central Sauzal.
7. Posteriormente, en coordinación con el CC de Enel Transmisión, se mantendrán abiertos los interruptores de la S/E Chena, por el lado de 110 kV, cerrado el interruptor 52JS por el lado de 220 kV y se mantendrá conectado un solo ATR 220/110 kV por el lado de 220 kV. El CC de Transelec cerrará o sincronizará en las SS/EE Alto Jahuel y Cerro Navia las

- líneas de 220 kV Alto Jahuel – Chena circuito 1 o 2 o 3 o 4 y 220 kV Chena – Neptuno – Cerro Navia o 220 kV Cerro Navia – Chena, respectivamente.
8. Una vez cerrado el anillo entre las SS/EE Alto Jahuel – Chena – Cerro Navia, el CDC se coordinará con el CC de Enel Generación para que Rapel deje de regular frecuencia y el CC de Enel Transmisión tome un bloque de carga de hasta 100 MW por la S/E Chena.
 9. Con las Áreas de Cerro Navia y Alto Jahuel sincronizadas, el CDC se coordinará con el CC Chilquinta y los CC de Enel Transmisión y Generadora Metropolitana para el cierre de la línea de 110 kV Cerro Navia – Las Vegas, la normalización de los consumos de la S/E Bатуco y para proveer de SS/AA a la TG de la Central Los Vientos para que inicie el proceso de partida.
 - El CDC se coordinará con el CC de Alfa Transmisora de Energía para que cierre la línea de 220 kV Polpaico – Quilapilún, 220 kV Quilapilún – Los Maquis y 220 kV Quilapilún – El Llano y normalice la totalidad de los consumos.
 - Con presencia de tensión en S/E Quilapilún, el CC de RNE se coordinará con el CDC para la sincronización de la central PFV Quilapilún, si cuenta con radiación solar
 10. El CDC se coordinará con el CC de la central Santa Marta para la sincronización de la central al SEN.
 - Las tomas de carga adicionales de Enel Transmisión serán coordinadas y autorizadas solo por el CDC, conforme a la disponibilidad de potencia en el sistema.
 11. Tan pronto las condiciones del sistema lo permitan, el CC de Transelec y/o el de Celeo Redes se coordinará con el CDC para el cierre de un segundo circuito de la línea 500 kV Charrúa – Entre Ríos – Ancoa o de la línea 500 kV Charrúa – Ancoa
 - Si los niveles de tensión están dentro de los estándares definidos en la NTSyCS para el estado de Emergencia, el CC de Transelec y/o el de Celeo Redes se coordinará con el CDC para el cierre de un segundo circuito de la línea 500 kV Ancoa – Alto Jahuel.

12. A continuación, el CDC se coordinará con el CC de Transelec para cerrar la línea de 500 kV Alto Jahuel – Seccionadora Lo Aguirre – Polpaico. El cierre del transformador de 500/220 kV de S/E Seccionadora Lo Aguirre, será instruido por el CDC al CC de Transelec, cuando las condiciones del sistema o las transferencias en la línea de 220 kV Seccionadora Lo Aguirre – Cerro Navia lo permitan.

- Cuando los niveles de tensión y las transferencias lo permitan, el CDC se coordinará con el CC de Transelec para realizar el cierre de un segundo circuito 220 kV entre las S/E Alto Jahuel, Chena y Cerro Navia, entre las S/E Polpaico y Quillota y entre las S/E Quillota y Nogales.

Nota 1: En caso de energizar las líneas de 500 kV desde Charrúa o Alto Jahuel, la compensación serie respectiva de cada una de ellas, debe tener conectado (puenteado) el “Bypass”.

5.3.3.3 ÁREA ITAHUE.

El objetivo de la recuperación de esta área es la recuperación del suministro eléctrico de las ciudades de Rancagua, San Fernando, Curicó, Talca y Linares.

La Central que cuenta con capacidad de partida autónoma en el área es:

- Teno
- Colbún

Para esta área se presentan tres planes de recuperación, siendo estos:

Plan A: Energización por medio de la central Pehuenche.

Plan B: Por medio de las líneas de 154 kV Itahue – Tinguiririca y 154 kV Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel.

Plan C: Por medio de la Central Colbún e indisponibilidad de ATR 220/154/66 kV de S/E Itahue.

El CC designado como COR en esta área es el CC de Transelec.

El CC Transelec impartirá las instrucciones al operador del CEN de Enel Generación para que le dé orden de partida a la central Pehuenche e inicie el proceso de recuperación de servicio del área.

El CDC deberá verificar con el CC de Arauco si la central Celco queda en isla regulando frecuencia en la zona de Constitución. Si la S/E Constitución queda en isla, el CDC se coordinará con el CC de CGE para la sincronización del área Itahue en la S/E Constitución cuando el sistema se encuentre estable.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Plan A: Energización por medio de la central Pehuenche

- El CDC se coordinará con el CC de Enlase para la sincronización de la central Teno.
- El CC de Tinguiririca se coordinará con el CDC para el ingreso de las centrales La Higuera y La Confluencia, una vez que se cuente con energía en la S/E Tinguiririca 220 kV.
- El CC de CGE Transmisión preparará el PPRS para entrar sin restricciones de consumo.
- El CC de Colbún se coordinará con el CC de CGE Transmisión para la sincronización de la central San Ignacio a través del sistema de 66 kV.

El CC Transelec efectuará las siguientes acciones:

1. Cerrará el interruptor del transformador de 220/154 kV de S/E Itahue, con esta maniobra, se energizará la barra de 154 kV de la S/E Itahue y la línea de 154 kV Itahue – Maule – Parral con todos los consumos y SS/EE que están conectadas en esta línea. Adicionalmente, se energizará el transformador 220/154 kV de S/E Maule, para apoyar la recuperación de consumos en S/E Maule 154 kV.
 - Se coordinará con el CDC, para que éste le solicite al CC de CGE Transmisión que normalice la totalidad de los consumos del Área Maule, cuidando de no sobrepasar la capacidad máxima de los TTCC del paño A5 de S/E Itahue asociado a la línea 154 kV Itahue - Maule (160 MVA@154kV). Adicionalmente hay que considerar que el paño A5 de S/E Itahue cuenta una protección 51 ajustada en 160 MVA para proteger los TT/CC.
2. Conjuntamente, y si los niveles de tensión cumplen con los estándares definidos en NTSyCS para el estado de Emergencia, desde la S/E Itahue se cerrará en forma radial un circuito de la línea 154 kV Itahue – Tinguiririca y un circuito de la línea 154 kV Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel.
 - Se coordinará con el CDC, para que éste le solicite al CC de CGE Transmisión que normalice hasta 300 MVA de consumos de la zona Cachapoal, área Itahue, excluyendo el paño B3 de S/E Alto Jahuel, cuidando de no sobrepasar la capacidad del ATR4 de S/E Itahue, el que tiene una capacidad de 300 MVA y sus protecciones operan con 320 MVA, y de los TTCC de los paños A3 y A4 de S/E Itahue que tienen una capacidad de 600 A, con protecciones que permiten sobrecargas admisibles de hasta un 120 % (192 MVA a 154 kV).
3. Se coordinará con el CDC para la sincronización de la línea de 154 kV Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel circuitos 1 o 2 en la S/E Alto Jahuel, previa sincronización en S/E Ancoa con el sistema de 500 kV.
4. Se deberá coordinar con el operador del CC de Enel Generación, para el cierre de una de las líneas de 154 kV Cipreses – Itahue y la posterior sincronización de la central Cipreses.

5. El CDC se coordinará con el CC de La Higuera para la sincronización de la o las centrales La Higuera, La Confluencia, una vez que se alimenten sus SS/AA por medio de la energización del transformador Tinguiririca 220/154 kV y las líneas 220 kV Tinguiririca – Puente Negro, 220 kV Puente Negro – La Higuera, 220 kV La Higuera – Confluencia.
6. Si los niveles de tensión cumplen con los estándares definidos en la NTSyCS para el Estado de Emergencia, se cerrará el segundo circuito de la línea de 154 kV Itahue – Tinguiririca y 154 kV Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel.
7. Se cerrará la línea de 154 kV Sauzal – Rancagua, realizando la sincronización en la S/E Rancagua por medio del interruptor 52A3.

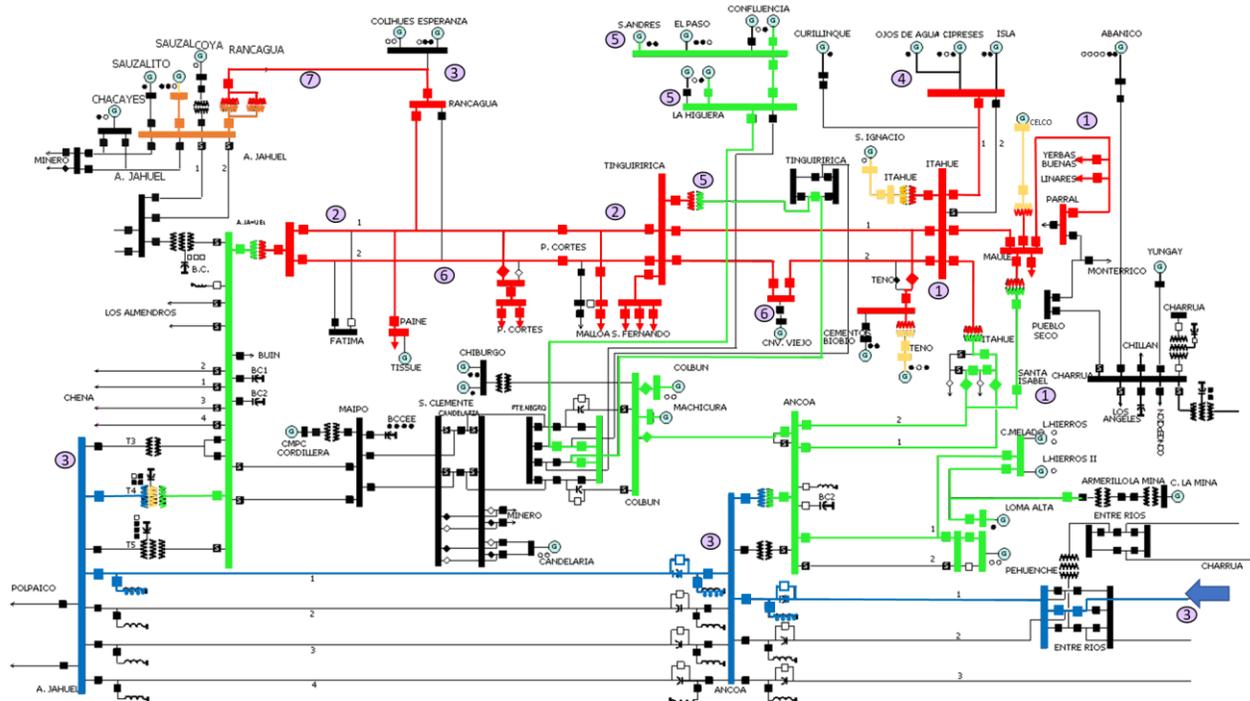


Ilustración 32 Esquema de recuperación área Itahue, plan A

Plan B: Energización por medio de las líneas de 154 kV Itahue – Tinguiririca y 154 kV Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel.

1. Si no se cuenta con la central Pehuenche y los recursos del área son escasos, pero se cuenta con energía en la S/E Alto Jahuel proveniente del corredor de 500kV desde las SS/EE Charrúa y Ancoa, el CDC se coordinará con el CC Transelec para el cierre desde la S/E Alto Jahuel de uno de los circuitos de la línea de 154 kV Alto Jahuel – Rancagua – Tinguiririca, y desde S/E Tinguiririca de uno de los circuitos de la línea Tinguiririca – Itahue y la posterior sincronización o cierre en la S/E Itahue, se debe tener en consideración:
 - La capacidad de 300 MVA del transformador de S/E Alto Jahuel y de los TTCC del paño A2 de S/E Alto Jahuel, que tienen una capacidad de 600 A, con protecciones que permiten sobrecargas admisibles de hasta un 120% (192 MVA a 154 kV).
2. La capacidad máxima de los TTCC del paño A5 de S/E Itahue asociado a la LT 154 kV Itahue - Maule (160 MVA@154kV). Adicionalmente, hay que considerar que el paño A5 de S/E Itahue cuenta una protección 51 ajustada en 160 MVA para proteger los TT/CC. El CDC se coordinará con el CC de Enlasa para que le dé partida a la central Teno. Posteriormente el CC de Enlasa le informará al CDC cuando esté en condiciones de sincronizar o conectarse a la S/E Teno y le informará de la potencia disponible.
 - El CDC se coordinará con el CC de CGE, para autorizarle un bloque de carga a tomar en la S/E Teno.
 - Cuando la S/E Teno se energice por el lado de 154 kV, el CC de CGE se coordinará con el CDC para la sincronización o cierre del interruptor 52BT en la S/E Teno.
3. El CDC se coordinará con el CC de La Higuera para la sincronización de la o las centrales La Higuera, La Confluencia, una vez que se alimenten sus SS/AA por medio de la energización del transformador Tinguiririca 220/154 kV y las líneas 220 kV Tinguiririca – Puente Negro, 220 kV Puente Negro – La Higuera, 220 kV La Higuera – Confluencia.
4. Cuando la barra de Rancagua se encuentre energizada desde la S/E Alto Jahuel o desde la S/E Tinguiririca, el CC Transelec se coordinará con la central Sauzal para el ingreso de 2 unidades a través de la línea de 154 kV Sauzal – Rancagua y la posterior sincronización en S/E Rancagua por medio del interruptor 52A3.

5. El CC de Alfa Transmisora de Energía energizará la línea 220 kV Puente Negro – Candelaria, se energiza las barras de 220 kV S/E Candelaria y se suministran 30 MW a los consumos esenciales de la Minera Codelco División El Teniente por medio de la línea 220 kV Candelaria – Minero.
6. Posteriormente, se energizará la línea 220 kV Candelaria – Maipo – Alto Jahuel, circuito 1 o 2, las barras de 220 kV de S/E Alto Jahuel junto con su ATR N°6 220/154/66 kV generando un segundo vínculo entre el sistema 154 kV y 220 kV.
7. El CC de Transelec energizará la línea 154 kV Tinguiririca – Punta de Cortes – Alto Jahuel (desde S/E Alto Jahuel 154 kV), a medida que se va energizando se recuperan consumos regulados en la zona.
8. El CDC se coordinará con el CC de La Higuera para la sincronización de la o las centrales La Higuera, La Confluencia, una vez que se alimenten sus SS/AA por medio de la energización del transformador Tinguiririca 220/154 kV y las líneas 220 kV Tinguiririca – Puente Negro, 220 kV Puente Negro – La Higuera, 220 kV La Higuera – Confluencia.
9. Posteriormente el CC de Transelec se coordinará con el CDC para la energización del circuito 1 de la línea 154 kV Tinguiririca – Itahue, se energiza las barras S/E Itahue 154 kV y se continua con la recuperación de consumos del área, los que se totalizan en 300 MW aproximadamente.

5.7.4 ZONA QUINTA

La Zona Quinta realizará los procesos de recuperación de servicio en forma simultánea en sus dos áreas, área costa y área valle, de modo que se vayan interconectando dichas áreas con la autorización del CDC, en la medida que los recursos de generación de las áreas aledañas sean suficientes.

Esta zona no cuenta con centrales de partida autónoma para una recuperación de servicio.

5.7.4.1 ÁREA COSTA.

El CC designado como COR en esta área es el CC de Chilquinta.

El CC Chilquinta aplicará el PRS de la Región Costa en forma descentralizada.

Por lo particular de la zona, cuenta con cuatro vías de recuperación de servicio las que pueden desarrollarse en forma simultánea, teniendo presente los puntos de sincronización que podrían establecerse, por lo que el CDC le comunicará al CC Chilquinta la vía por la que iniciará la recuperación de servicio. No obstante, para hacer más expedita la recuperación del servicio, a continuación, se dan a conocer las vías para la recuperación de servicio de la Quinta Región Costa.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Plan A: Por medio de la línea de 110 kV Quillota – San Pedro

El CDC se coordinará con los CC Chilquinta y CC Transelec para el cierre o sincronización de la línea en la S/E Quillota. Posteriormente, el CDC se coordinará con el CC Chilquinta y le dará el monto máximo de consumos factibles de recuperar, considerando que la línea señalada, tiene una capacidad máxima de 274 MVA o 1440 Amperes. Este punto de interconexión deberá tenerse en consideración para la energización de SS/AA y sincronización de las centrales Ventanas 2, Colmito, Nueva Ventanas y Campiche del área. El bloque de carga inicial proveniente del área Cerro Navia es de 50 MW en este punto de interconexión. Posteriormente, con mayor disponibilidad de generación se procederá de la siguiente forma:

1. Desde la barra de 110 kV de la S/E Quillota se energizarán los consumos de Marbella y Casas Viejas, en coordinación con el CC de CGE.

2. Se cierra la línea 110 kV Quillota – San Pedro, energizando la S/E San Pedro y la línea 110 kV San Pedro – Las Vegas junto con la S/E Las Vegas para darle partida a la central Los Vientos.
3. Se energiza la línea 110 kV San Pedro – Ventanas 1 o 2 para llegar a la S/E Ventanas y alimentar los SSAA de la central Ventanas II, junto con el cierre de la línea 110 kV Ventanas – Torquemada 1 o 2, se autoriza la recuperación de los consumos de las SS/EE Concón, Reñaca y Bosquemar, junto con los SSAA de la central Colmito.
4. A continuación, se energiza la línea 110 kV Torquemada – Miraflores y 110 kV Miraflores – San Pedro y se autoriza la recuperación de los consumos pertenecientes a las SS/EE Peñablanca, Quilpué y El Sol de Merval. Adicionalmente, se energiza la línea 110 kV Miraflores – Marga Marga y se autoriza la recuperación de los consumos de S/E Marga Marga.
5. Se energiza un circuito de la línea 110 kV Miraflores – Agua Santa, para dar energía a los SSAA del PMG Placilla, además se energizará un circuito de la línea 110kV Agua Santa – La Pólvara para realizar la recuperación de los consumos de las SS/EE Valparaíso, Placeres y Playa Ancha Luego se procederá a cerrar la línea 110kV La Pólvara – Laguna Verde para energizar el lado 66 kV de Laguna Verde y recuperar consumos en S/E Casablanca.
6. Se cerrará un circuito de la línea 110 kV Las Vegas – Cerro Navia, energizando Tap Punta Peuco y la S/E Loma Los Colorados para energizar los SSAA de la central Loma Los Colorados y recuperar los consumos de las SS/EE Polpaico y Batuco. Si se cuenta con disponibilidad solar, se le dará ingreso a la central Santiago Solar.

de Laguna Verde y recuperar consumos en S/E Casablanca, junto con alimentar los SSAA del PMG Placilla en la S/E Placilla.

3. Se cierra la línea 1 de 110 kV Agua Santa – Miraflores, energizando la S/E Miraflores para posteriormente cerrar la línea 110 kV Miraflores – Marga Marga, autorizando la recuperación de los consumos de la S/E Marga Marga.
4. Se cierra un circuito de la línea 110 kV Miraflores – Torquemada, energizando la S/E Torquemada y se autoriza la recuperación de los consumos de las SS/EE Concón, Reñaca y Bosquemar junto a los SSAA de la central Colmito.
5. Se energiza la S/E San Pedro por medio de un circuito de la línea 110 kV Miraflores – San Pedro y se regularizan los consumos de las SS/EE Peñablanca, Quilpué y El Sol de Merval.
6. Se cierra la línea 110 kV Torquemada – Ventanas y desde la S/E Ventanas se alimenta a los SSAA de la central Ventanas II. A continuación, se cierra un circuito de la línea 110 kV Ventanas – San Pedro, energizándose la S/E San Pedro y la línea 110 kV San Pedro – Las Vegas, para desde la S/E Las Vegas dar alimentación a los SSAA de central Los Vientos.
7. Se cierra la línea 110 kV Las Vegas – Cerro Navia, energizando el Tap Punta Peuco y recuperando los consumos de las SS/EE Polpaico y Batuco, junto con los SSAA de central Loma Los Colorados. Si se cuenta con disponibilidad solar, se le dará ingreso a la central Santiago Solar.
8. Se energizará la S/E Quillota mediante la línea de 110 kV San Pedro – Quillota y, a continuación, la línea 110 kV Quillota – Marbella autorizando la recuperación de los consumos de las SS/EE Marbella y Casas Viejas, en coordinación con el CC de CGE.

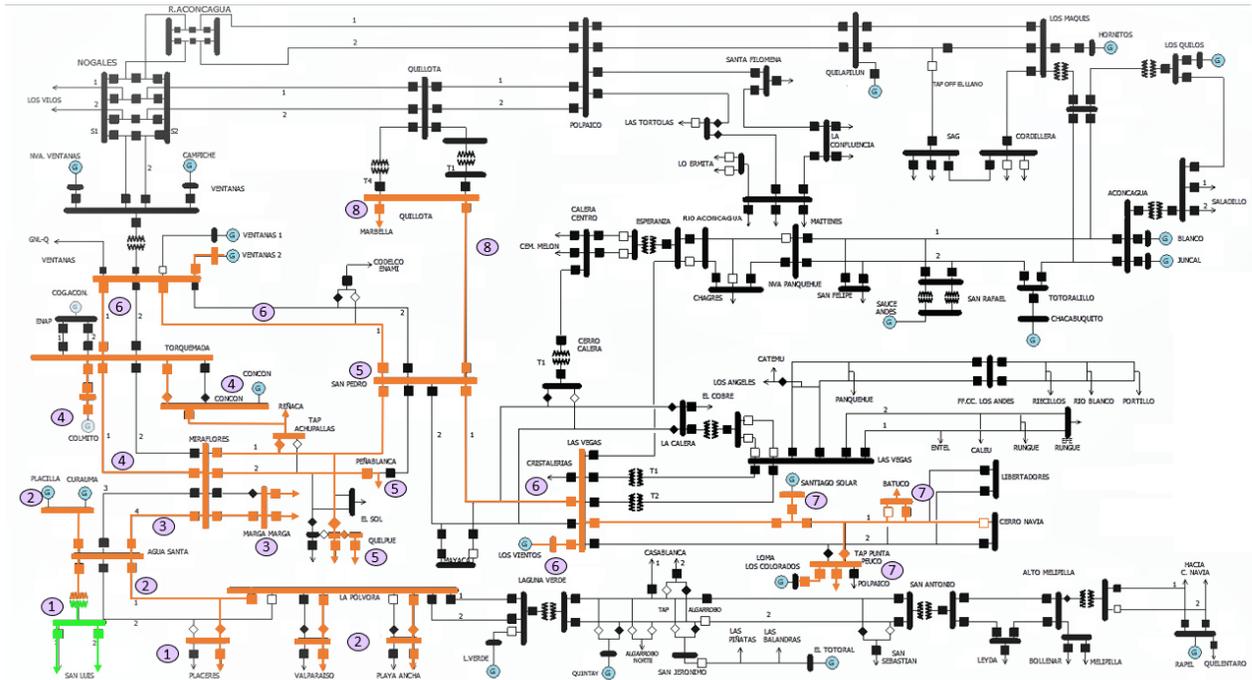


Ilustración 35 Esquema de recuperación área Quinta Costa, energización por medio de la línea de 220 kV San Luis – Agua Santa

Plan C: Por medio de la línea de 220 kV Nogales – Ventanas

El CDC se coordinará con el CC Transelec y el CC de AES Andes, para el cierre o sincronización de la línea 220 kV Nogales – Ventanas en S/E Nogales. Posteriormente, el CDC se coordinará con el CC Chilquinta y le asignará el monto máximo a retirar. Este punto de interconexión deberá tenerse en consideración para la sincronización con las centrales Ventanas 2, Nueva Ventanas, Campiche, Los Vientos y Colmito.

1. Dependiendo de la disponibilidad de reactivos en la zona y de los niveles de tensión que se presenten en el momento, se energizarán uno o dos circuitos de la línea 220 kV Nogales – Ventanas desde S/E Nogales, junto con la barra de 110 kV de la S/E Ventanas para darle alimentación a los SSAA de la Central Ventanas II.
2. Se cerrarán los interruptores de un circuito de la línea 110 kV Ventanas – Torquemada, para desde la S/E Torquemada alimentar a los SSAA de la central Colmito y normalizar los consumos de las SS/EE Concón, Reñaca y Bosquemar.
3. Se cerrará la línea 110 kV Ventanas – San Pedro y 110 kV San Pedro – Las Vegas y desde la S/E Las Vegas se le dará alimentación a los SSAA de la central Los Vientos.

4. Desde la S/E Torquemada se cerrará un circuito de la línea 110 kV Torquemada – Miraflores para energizar la S/E Miraflores y, posteriormente, se cerrará un circuito de la línea 110 kV Miraflores – San Pedro normalizando los consumos de las SS/EE Peñablanca, Quilpué y El Sol de Merval. Adicionalmente, se cerrará la línea 110 kV Miraflores – Marga Marga, para autorizar la recuperación de los consumos correspondientes a la S/E Marga Marga.
5. A continuación, se energizará la S/E Agua Santa mediante un circuito de la línea 110 kV Miraflores – Agua Santa. Además, se energizará un circuito de la línea 110kV Agua Santa – La Pólvora para realizar la recuperación de los consumos de las SS/EE Valparaíso, Placeres y Playa Ancha. Luego se procederá a cerrar la línea 110 kV La Pólvora – Laguna Verde para energizar lado de 66kV de Laguna Verde y recuperar consumos en S/E Casablanca, junto con alimentar a los SSAA del PMG Placilla.
6. Desde la S/E Las Vegas se cerrará la línea 110 kV Las Vegas – Cerro Navia, pasando por el Tap Punta Peuco que energiza la S/E Loma Los Colorados, los SSAA de la central del mismo nombre junto con la recuperación de los consumos de las SS/EE Polpaico y Batuco para, posteriormente darle ingreso a la central Santiago Solar, según disponibilidad solar.
7. Se cierra la línea 110 kV San Pedro – Quillota y desde la S/E Quillota se energiza la línea 110 kV Quillota – Marbella para normalizar los consumos de las SS/EE Casas Viejas y Marbella, en coordinación con el CC de CGE.

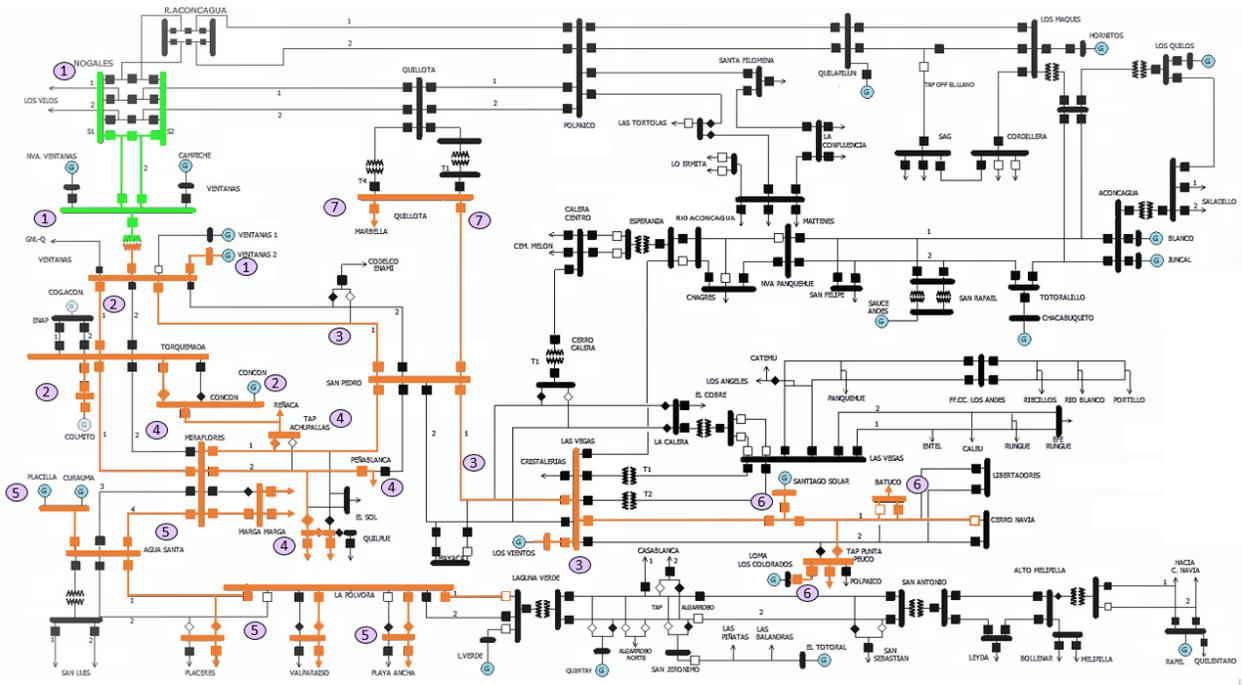


Ilustración 36 Esquema de recuperación área Quinta Costa, energización por medio de la línea de 220 kV Nogales – Ventanas.

Plan D: por medio de las líneas de 110 kV Cerro Navia – Las Vegas y 110 kV Las Vegas – San Pedro

El CDC le solicitará al CC de ENEL Transmisión se coordine con el CC de Chilquinta para el cierre de la línea de 110 kV Cerro Navia – Las Vegas y la normalización de los consumos de la S/E Batuco sin consulta al CDC. Se deberá considerar que la capacidad máxima por circuito es de 150 MVA en S/E Cerro Navia y tener presente que es factible previo a la coordinación del CDC con el CC de Alfa Transmisora de Energía para la sincronización en la S/E Esperanza de las centrales del Área Valle.

1. Con una o ambas barras 110 kV de la S/E Cerro Navia energizadas, se cierra un circuito de la línea 110 kV Cerro Navia – Las Vegas priorizando por donde se encuentra el Tap Punta Peuco y se energiza la S/E Las Vegas. Posteriormente se regularizan los consumos de S/E Batuco y los SSAA de central Loma los Colorados.
2. Se energiza un circuito de la línea 110 kV Las Vegas – San Pedro y se energizan los SSAA de la central Los Vientos. Adicionalmente, se energiza la línea 110 kV San Pedro – Ventanas y se alimentan a los SSAA de la central Ventanas II.

3. Desde la S/E Ventanas, se cierra un circuito de la línea 110 kV de Ventanas – Torquemada para energizar la S/E Torquemada y dar partida a la central Colmito junto con normalizar los consumos de las SS/EE Concón, Reñaca y Bosquemar.
4. Se energiza la línea 110 kV Torquemada – Miraflores y, una vez energizada la S/E Miraflores, se cerrará la línea 110 kV Miraflores – San Pedro para normalizar los consumos de las SS/EE Peñablanca, Quilpué y El Sol de Merval, y se cerrará la línea 110 kV Miraflores – Marga Marga, para normalizar los consumos de la S/E Marga Marga.
5. Se cerrará un circuito de la línea 110 kV de Miraflores – Agua Santa. Además, se energizará un circuito de la línea 110 kV Agua Santa – La Pólvora para normalizar los consumos de las SS/EE Valparaíso, Placeres y Playa Ancha. Luego se procederá a cerrar la línea de 110 kV La Pólvora – Laguna Verde para energizar el lado 66 kV de Laguna Verde y recuperar consumos en S/E Casablanca junto a los SSAA del PMG Placilla.
6. Se energiza la línea 110 kV San Pedro – Quillota y desde la S/E Quillota se energiza la línea 110 kV Quillota – Marbella para normalizar los consumos de las SS/EE Marbella y Casas Viejas, en coordinación con el CC de CGE.

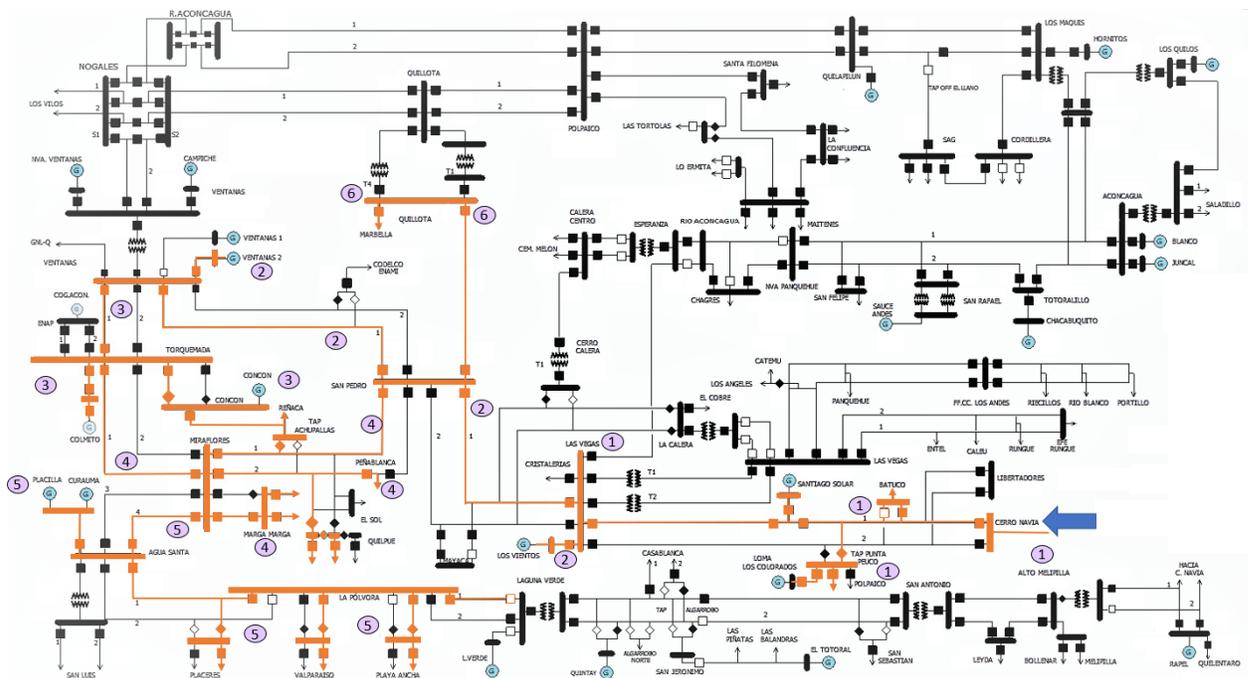


Ilustración 37 Esquema de recuperación área Quinta Costa, energización por medio de la línea de 110 kV Cerro Navia – Las Vegas – San Pedro

5.7.4.2 ÁREA VALLE.

El área Valle cuenta con el aporte de energía de las centrales Blanco, Juncal, Juncalito, Los Quilos, Hornitos y Chacabuquito.

El CC designado como COR en esta área es el CC de Chilquinta.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Plan A: Disponibilidad de energía desde S/E Los Maquis

1. La recuperación de servicio se puede efectuar por medio de la línea de 220 kV Polpaico – Los Maquis, con los interruptores cerrados en la S/E Quilapilún, a excepción del interruptor de la central Quilapilún, el que deberá estar abierto. o por medio de la línea 110 kV Las Vegas – Esperanza, con la S/E Las Vegas energizada desde las líneas 110 kV Cerro Navia – Las Vegas y 110 kV Las Vegas – San Pedro. Se debe tener en consideración que la línea de 110 kV Las Vegas – San Pedro tiene una capacidad de 190 MVA por circuito (medidos en S/E San Pedro), y la línea 110 kV Las Vegas – Cerro Navia de 150 MVA por circuito (medidos en S/E Cerro Navia).

Por lo tanto, al disponer de energía en la barra de 220 kV de la S/E Polpaico se energizarán las líneas 220 kV Polpaico – Quilapilún, 220 kV Quilapilún – Los Maquis, 220 kV Los Maquis – Cordillera y el Tap Off El Llano para alimentar los consumos de S/E SAG. Ingresarán al sistema las centrales Quilapilún y Hornitos

2. En la barra de 110 kV de la S/E Los Maquis se energizará la línea 110 kV Los Maquis – Los Quilos para darle partida a la central Los Quilos. Posteriormente, desde la misma S/E Los Maquis, se energizará la línea 110 kV Los Maquis – Aconcagua y 110 kV Aconcagua – Esperanza. El interruptor del lado de Esperanza se mantendrá abierto.
3. Las centrales Blanco, Juncal, Juncalito, Los Quilos, Hornitos y Chacabuquito cuentan con SS/AA propios por lo que una vez que estén aportando energía, el CC de Alfa de Transmisora Energía se coordinará con el CDC para la sincronización con el sistema de 220 kV en la S/E Polpaico y con el sistema de 110 kV en la S/E Las Vegas, y procederán a la normalización de todos los consumos de su área.

En la barra de 66 kV de la S/E Aconcagua, se cerrará la línea 66 kV Aconcagua – Los Quilos y se normalizarán los consumos de S/E Saladillo e ingresará al sistema las centrales Los Quilos, Blanco y Juncal.

4. Con presencia de tensión en S/E Quilapilún, el CC de RNE se coordinará con el CDC para la sincronización de la central PFV Quilapilún. Si cuenta con radiación solar, previa consulta al CDC, inyectando su máxima potencia.
Se energizará la S/E San Rafael junto con la energización de la S/E San Felipe y la normalización de sus consumos.
5. Desde la S/E Aconcagua en 110 kV, se cerrará la línea 110 kV Aconcagua – Totoralillo y se le dará partida a la central Chacabuquito. Desde la S/E Totoralillo se energiza la línea 110 kV Totoralillo – Nueva Panquehue, 110 kV Nueva Panquehue - Chagres y 110 kV Nueva Panquehue – Río Aconcagua, y luego se regularizan los consumos asociados a la S/E Chagres.

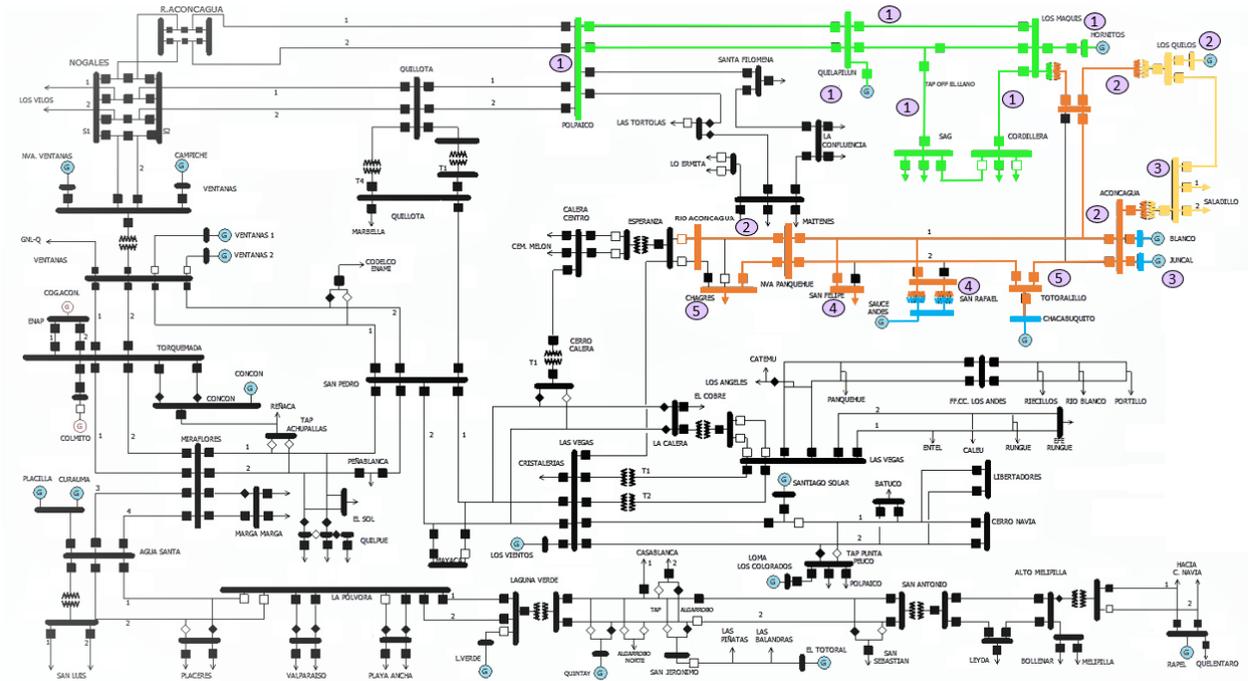


Ilustración 38 Esquema de recuperación área Quinta Valle

Plan B: Disponibilidad de energía desde S/E Río Aconcagua

1. En caso de indisponibilidad de servicio desde S/E Los Maquis, la recuperación de servicio se realizará desde S/E Río Aconcagua 110 kV. Para estos efectos se energizará la línea 110 kV Aconcagua – Chagres – Nueva Panquehue.
2. Con la línea de 110 kV energizada se procederá a cerrar el interruptor del circuito 2 de la línea en 110kV Nueva Panquehue – Totoralillo. Con tensión en Chacabuquito, se coordinará con el CDC para la sincronización de la central Chacabuquito.
3. Se regularizan los consumos en SSEE Chagres, San Felipe y San Rafael
4. Se energiza S/E Aconcagua mediante el cierre del interruptor del circuito 1 de la línea 110kV Nueva Panquehue – Aconcagua. Con tensión en S/E Aconcagua, se coordinará con el CDC para dar partida a las unidades Blanco y Juncal.
5. Se procede a energizar la barra de 110 kV de S/E Los Maquis y se energiza la línea de 110kV Los Maquis – Los Quilos. Una vez que la central Los Quilos está energizada, se coordinará con el CDC para dar partida a Central Los Quilos.

5.7.5 ZONA SUR

Esta zona está formada por las áreas

- Biobío
- Araucanía

El COR (CC Transelec) realizará los procesos de recuperación de servicio en forma simultánea en sus dos áreas de modo que se vayan interconectando estas áreas con la autorización del CDC, en la medida que los recursos de generación sean suficientes.

5.7.5.1 ÁREA BIOBÍO

El objetivo de esta área es la recuperación del suministro eléctrico de la capital regional Concepción.

Las Centrales que cuentan con capacidad de partida autónoma en el área son:

- El Toro
- Ralco
- Yungay
- Coronel

El CC designado como COR en esta área es el CC de Transelec.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

1. El CC Transelec coordinará la aplicación de los Planes de Recuperación de Servicio en forma descentralizada despejando las barras de 500 y 220 kV de S/E Charrúa. Para dar comienzo a este plan el CC podrá realizar al menos una de estas acciones:
 - Se coordinará con el complejo del Laja para la entrada en servicio de las centrales Antuco y El Toro y con la central Ralco para el ingreso de las centrales Ralco, Palmucho y Pangué, por medio de las líneas de 220 kV El Toro – Antuco, 220 kV Antuco – Pangué – Charrúa 3 y 220 kV Ralco – Charrúa 1 o 2 (privilegiar el segundo circuito para alimentar directamente los SS/AA de Central Palmucho).
 - Para el ingreso de las centrales El Toro, Antuco y Pangué, el CC Transelec procederá al cierre (si es que la barra de Charrúa no está energizada) o sincronización de la línea 220 kV Antuco – Pangué – Charrúa 3 en la S/E Charrúa.
2. Si se utiliza la estrategia de energización con la Central Ralco, el CC de Transelec se coordinará con el operador de la central para la entrada en servicio o sincronización de la central en la S/E Charrúa por medio de la línea 220 kV Ralco – Charrúa circuitos 1 o 2.
 - Se debe tener en consideración para la recuperación de servicio que la central Ralco regula frecuencia con una cota superior a la 700 m.s.n.m., bajo esta cota, entrará al servicio como una central de apoyo con cargas establecidas por el CDC.
 - Se coordinará con el operador de la central Ralco para que la central Pangué sincronice en la central, cuando la línea 220 kV Antuco – Pangué – Charrúa 3 esté energizada.

3. Una vez energizada la barra de 220 kV de la S/E Charrúa, el CC Transelec procederá a alimentar las barras de 154 y 66 kV, por medio de los transformadores de 225/161/13,2 kV, 390 MVA y 154/69/13,8 kV, 75 MVA.
Al energizarse la barra de 154 kV de S/E Charrúa, conjuntamente se normalizará la totalidad de los consumos servidos de las líneas de 154 kV Charrúa – Pueblo Seco – Monterrico – Parral, 154 kV Charrúa – Chillán y 154 kV Charrúa – Los Ángeles.
4. Con tensión en la barra de 66 kV de la S/E Charrúa, el CC Transelec normalizará la totalidad de los consumos asociados a la barra en comento.
5. Seguidamente el CC Transelec cerrará las líneas de 220 kV El Toro – Antuco 2 y 220 kV Antuco – Charrúa 2, cuando la transferencia por cada una de éstas supere los 200 MW.
6. Una vez que la central Pangué llegue a generar 100 MW y si los niveles de tensión lo permiten, el CC Transelec cerrará la línea de 220 kV Pangué – Charrúa.
Además, el CC Transelec se coordinará con el operador de la central Rucúe para que cierre en la S/E Charrúa la línea de 220 kV Charrúa – Rucúe circuito 1 y posteriormente sincronice la central Rucúe en S/E Rucúe.
7. El operador de la central Rucúe se coordinará con el CC Transelec para cerrar la línea de 220 kV Charrúa – Quilleco – Rucúe circuito 2, para el aporte de energía de la central Quilleco, y posteriormente sincronizar las unidades de la central Quilleco.
El operador del CC Llaima Energía (centrales Mampil y Peuchén), se deberá coordinar con el operador de la central Rucúe para energizar la línea de 220 kV Mampil – Rucúe por medio del interruptor 52J3 en S/E Rucúe y posteriormente la sincronización de las centrales Mampil y Peuchén en S/E Mampil por medio de la línea de 220 kV Mampil – Rucúe.
8. El CDC se coordinará con el CC de Colbún para el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Charrúa – Santa María y le informará en qué condición de operación deberá quedar la central.
9. El CC Transelec se coordinará con el operador de la central Los Pinos para el cierre de la línea de 220 kV Charrúa – Los Pinos para proveer de SS/AA a la central.
10. El CC Transelec se coordinará con el CC Cardones para el cierre de la línea de 154 kV Charrúa – Yungay y de este modo proveer de SS/AA a la central Yungay, el CC de Cardones se comunicará con el CDC para ver en qué condición deberá quedar la central.

- El área de Concepción se recuperará prioritariamente por medio de las líneas de 220 kV Charrúa – Concepción, 220 kV Charrúa – Hualpén y por medio de la línea de 154 kV Charrúa – Concepción, teniendo presente que la transferencia máxima por las líneas de 220 kV estará supeditada a la capacidad de transformación de 220/154 kV de las SS/EE Concepción y Hualpén y que corresponde a 260 y 300 MVA respectivamente.
11. El CC Transelec cerrará la línea de 220 kV Charrúa – Concepción, con esto se energizará en la S/E Concepción las barras de 154, 66 y 13.8 kV, los transformadores de 154/66/13.8 kV y la línea de 154 kV Concepción – Alonso de Ribera. En la S/E Alonso de Ribera las barras de 154 y 66 kV, los transformadores 1 y 2 de 154/66 kV y las líneas de 66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo, 66 kV Alonso de Ribera – Ejército, 66 kV Alonso de Ribera – Chiguayante, 66 kV Alonso de Ribera – Penco, 66 kV Penco - Lirquén y las SS/EE Colo Colo, Ejército, Chiguayante, Penco, Indura y Lirquén y en forma radial las líneas de 66 kV Concepción – Ejército – Coronel circuitos 1 y 2.
 12. Al contar con disponibilidad de potencia, el CC Transelec cerrará la línea de 154 kV Concepción – San Vicente 1, con esto se energizará en la S/E San Vicente la barra de 154 kV, el transformador N°2 de 154/13.8 kV, la línea de 154 kV San Vicente – Talcahuano; en la S/E Talcahuano los transformadores 1, 3 y 4, la barra de 66 kV, las líneas de 66 kV Talcahuano – Perales, 66 kV Talcahuano – Latorre 1 y 2, 66 kV Latorre – Tumbes, 66 kV Alonso de Ribera – Perales y las SS/EE Latorre, Tumbes y Perales.
 13. Si los niveles de tensión estén dentro de la NT, el CC Transelec cerrará la línea de 220 kV Charrúa – Hualpén, con esto se energizará el transformador de 220/154 kV, la barra de 154 kV y la línea de 154 kV Hualpén – Petropower.
 14. Seguidamente, el CC Transelec cerrará la línea de 154 kV Hualpén – San Vicente 2 y conforme a la disponibilidad de potencia cerrará la línea de 220 kV Hualpén – Lagunillas, el transformador de 220/154 kV de S/E Lagunillas, la línea de 220 kV Charrúa – Lagunillas y la línea de 154 kV Lagunillas – Coronel, con esto se energizará en la S/E Coronel las barras de 154 kV, 66 kV y 15 kV, los transformadores 1, 2, 3, 4, 5 y 6, y las líneas de 66 kV Coronel – Andalicán – Horcones 1 y 2, 66 kV Coronel – Arenas Blancas, 66kV Arenas Blancas – Puchoco, 66 kV Arenas Blancas – Escuadrón y las SS/EE Arenas Blancas, Puchoco, Polpaico, Newen, Escuadrón, Colcura, El Manco, Lota, Horcones,

Carampangue, Curanilahue, Tres Pinos, Cañete y Lebu, con esto se recuperarán completamente los consumos de la S/E Coronel.

- Posteriormente, el CC de CGE Transmisión cerrará en S/E Coronel los interruptores de la línea de 66 kV Concepción – Ejército – Coronel.

15. El CDC se coordinará con los CC de STS y Arauco para la sincronización de las centrales Coronel, Masisa y Arauco.

- El CDC se coordinará con el CC de Petropower para la sincronización de la central en la S/E Hualpén.
- Además, el CDC le informará al CC de Enel Generación en qué condición de operación quedará la central Bocamina II.

16. Si los niveles de tensión están dentro de la NT, el CC Transelec cerrará las líneas de 154 kV Charrúa – Concepción, 154 kV Concepción – San Vicente 2, 154 kV San Vicente – Hualpén 1 y normalizará los consumos de las Petroquímicas servidos de la S/E San Vicente.

17. El CDC le solicitará al CC de Cardones la partida autónoma de la central Yungay, sólo si las demás alternativas de partida autónoma del área Biobío se encuentran indisponibles. Una vez en servicio una unidad, el CC de Cardones le informará al CDC la potencia disponible y el mínimo técnico, para el proceso de recuperación de algunos consumos los que se asignarán preferentemente a la S/E Los Ángeles, en todo caso el CDC deberá tener en consideración, que a la unidad que se encuentre en servicio, se le deberá asignar una carga superior al mínimo técnico, en un período máximo de 5 minutos.

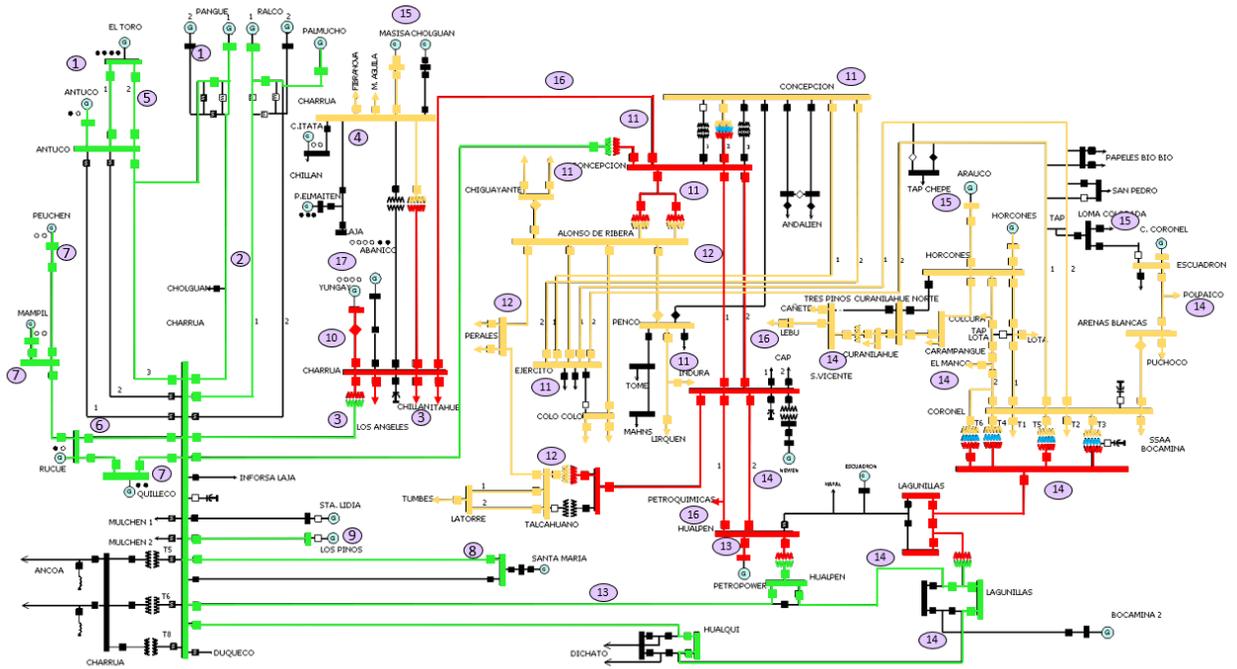


Ilustración 39 Esquema de recuperación plan Bío-bío

5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA

El objetivo de la recuperación de esta área es la recuperación del suministro eléctrico de las ciudades Temuco, Valdivia, Osorno, Puerto Montt y Chiloé.

Las Centrales que cuentan con capacidad de partida autónoma en el área son:

- Central Pilmaiquén
- Central Pullinque
- Central Canutillar

El CC designado como COR en esta área es el CC de Transelec.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Plan A: por medio de la línea 220 kV Charrúa – El Rosal – Duqueco – Los Peumos – Temuco

1. El CC Transelec energizará las siguientes líneas en S/E Charrúa
 - Línea 220 kV Charrúa – El Rosal – Duqueco
 - Línea 220 kV Duqueco – Los Peumos
 - Línea 220 kV Los Peumos – Temuco
2. Energizada la barra de 220 kV de S/E Los Peumos, CC de CGE Transmisión energizará el transformador 220/66 kV de S/E Los Peumos con el propósito de restaurar el suministro eléctrico en ciudades de Curacautín y Victoria.
3. De forma paralela al proceso de recuperación descrito anteriormente, el CC de STS coordinará la entrada en operación de la Central Pilmaiquén, y el CC de CGE Transmisión coordinará la entrada en operación de Central Pullinque con el operador de esta central.
4. Conforme a la disponibilidad de potencia de Central Pilmaiquén se recuperará el Sistema de 66 kV, energizando desde S/E Pilmaiquén, un circuito de las líneas de transmisión:
 - 66 kV Pilmaiquén – Osorno
 - 66 kV Osorno – Remehue – Los Tambores – La Unión
 - 66 kV La Unión – Llollehue
 - 66 kV Llollehue – Los Lagos
 - 66 kV Los Lagos – Pullinque
5. A partir de la potencia disponible de la Central Pullinque, se recuperarán los consumos de las Subestaciones S/E Loncoche, S/E Villarrica y S/E Pucón por medio de la energización de un circuito de la línea 66 kV Pullinque – Loncoche.

6. Se sincronizará la Central Pilmaiquén con las Central Pullinque mediante el cierre del interruptor de la Líneas 66 kV Los Lagos – Pullinque, extremo Pullinque.
7. Simultáneamente a lo descrito anteriormente, una vez energizada S/E Temuco proveniente de S/E Charrúa, se procederá a restaurar el consumo de las distintas localidades y cercanía de la ciudad de Temuco.
8. Con el propósito de sincronizar la isla compuesta por la Central Pullinque y Central Pilmaiquén con la Isla que suministra energía a la Ciudad de Temuco, se energiza la Línea 66 kV Temuco – Padre Las Casas – Pitrufquen – Loncoche, y se sincroniza cerrando el interruptor en extremo Loncoche.
9. El CC de CGE energiza el transformador 220/66 kV de S/E Duqueco y normaliza todos los consumos de la subestación.
10. El CC Transelec cerrará de forma radial un circuito de las líneas:
 - 220 kV Temuco – Cautín
 - 220 kV Cautín – Río Toltén – Ciruelos (se prefiere el circuito donde esté el reactor conectado)
 - 220 kV Ciruelos – Valdivia

Dada la energización de S/E Valdivia, se podrá normalizar los consumos de las S/E Valdivia, S/E Picarte y S/E Corral.

11. El CDC se coordinará con:
 - El CC de Prime para la partida de Central Antihue (alimentación de sus SS/AA desde el sistema).
 - El CC de Arauco para la sincronización de la Planta Valdivia.
12. El CDC autorizará al CC Transelec el cierre de un circuito de las líneas:
 - 220 kV Valdivia – Laurel
 - 220 kV Laurel – Pichirropulli
 - 220 kV Pichirropulli – Rahue
 - 220 kV Rahue – Seccionadora Frutillar Norte
 - 220 kV Seccionadora Frutillar Norte – Tineo
 - 220 kV Tineo – Puerto Montt

El CC Transelec deberá tener en servicio el CER de Puerto Montt con la finalidad de absorber los reactivos cuando se energice la barra de 220 kV de S/E Puerto Montt

13. El CDC solicitará al CC de STS la energización de la línea 220 kV Rahue – Pilauco junto con el transformador 220/66 kV de S/E Pilauco con el propósito que el CC de STS sincronice los sistemas de 220 kV y 66 kV en S/E Pilauco, a través de los interruptores B1 o B2 correspondiente a la línea 66 kV Osorno Pilauco, o a través de los interruptores B4 o B5 correspondiente a la línea 220 kV Remehue – Pilauco, según la disponibilidad de las instalaciones de transmisión en 66 kV.
14. El CDC Coordinará con el CC de STS el cierre de la línea 220 kV Rahue – Antillanca, Antillanca hasta el Mocho, para proveer de SS/AA y su posterior sincronización de las centrales Lican (deberá coordinarse con el CDC), Capullo, Pulelfu, Cumbre, Hidro Nalcas e Hidro Callao, Correntoso y Palmar
15. Si la Central Canutillar se encuentra fuera de servicio, se deberá abrir el interruptor de la línea 220 kV Canutillar – Puerto Montt 1, y el CC Transelec abrirá ambos interruptores de la línea en comento en la S/E Puerto Montt, y la posterior sincronización con la central Canutillar en la S/E Puerto Montt por medio del interruptor del segundo circuito de la línea 220 kV Canutillar – Puerto Montt.
16. Al energizar la barra de 220 kV de la S/E Puerto Montt se energizarán simultáneamente:
 - Barras de 220 kV de S/E Melipulli, y
 - Barra de 23 kV de S/E Puerto Montt.
17. El CC de STS se coordinará con el CDC para la energización de los transformadores T11, T22 y T44 de la S/E Melipulli y las posteriores tomas de carga. Con el transformador T11 en servicio, el CC de STS se coordinará con la central Trapén para la sincronización de la central.
18. Con el CER en servicio, el CDC se coordinará con el CC de STS para la energización de las líneas:
 - 220 kV Melipulli – Pargua y
 - 220 kV Pargua – Chiloé, junto con la normalización de los consumos de la Isla de Chiloé.
19. El CC de Prime se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Degañ, Degañ 2 Nave 4 y 5.

20. Cuando se energice la S/E Quellón el CC de CENCOP se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Trincao, de igual forma, el CC de Elektragen se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Chiloé.
21. El CC Transelec se coordinará con el CC de Celeo Redes para el cierre de un circuito de las siguientes líneas cuando los niveles de tensión estén dentro de la NTSYCS o cuando la transferencia por la línea de 220 kV Charrúa – Duqueco – Los Peumos – Temuco supere los 100 MW.
- 220 kV Charrúa – Mulchén
 - 220 kV Mulchén – Río Malleco
 - 220 kV Río Malleco – Cautín
22. El CC Transelec se coordinará con:
- El CC de Alfa Transmisora de Energía para el cierre del circuito N°1 de la línea 220 kV Angostura – Mulchén.
 - El CC de Colbún para la sincronización de la central Angostura.

Plan B: Ante la indisponibilidad de la Línea 220 kV Charrúa –El Rosal - Duqueco – Los Peumos

1. El CC Transelec coordinará con el CC de Celeo Redes el cierre de uno de los circuitos desde Charrúa hasta la S/E Cautín a través de línea 220 kV Charrúa – Mulchén – Río Malleco – Cautín.
2. Posteriormente el CC Transelec cerrará las líneas de 220 kV Cautín – Temuco circuitos 1 o 2 y 220 kV Cautín – Río Toltén – Ciruelos – Valdivia y conforme a los niveles de tensión cerrará las líneas de 220 kV hasta Puerto Montt. Cuando se energicen las SS/EE Temuco, Valdivia, Laurel, Pichirropulli, Rahue, Frutillar Norte, Tineo y Puerto Montt, el CC Transelec le informará al CDC.
3. Una vez energizada S/E Temuco, se procederá a restaurar el consumo de las distintas localidades y cercanías de la ciudad de Temuco.
4. Se energiza el circuito número 1 de la línea 66 kV Temuco – Padre Las Casas – Pitrufquén – Loncoche, con el objetivo de suministrar energía a los consumos de las SS/EE Loncoche, Villarrica y Pucón.
5. Una vez energizada S/E Valdivia, STS procede a normalizar los consumos asociados a la subestación y se sincroniza la Central Calle-Calle.
6. El CDC se coordinará con:
 - El CC de Prime la partida de Central Antilhue (alimentación de sus SS/AA desde el sistema).
 - El CC de Arauco para la sincronización de la Planta Valdivia.
7. STS Normaliza los consumos en Subestación Ciruelos
8. El CDC solicitará al CC de STS la energización de la línea 220 kV Rahue – Pilauco junto con el transformador 220/66 kV de S/E Pilauco y la normalización de los consumos.
9. El CDC Coordinará con el CC de STS el cierre de la línea 220 kV Rahue – Antillanca, Antillanca hasta el Mocho, para proveer de SS/AA y su posterior sincronización de las centrales Lican (deberá coordinarse con el CDC), Capullo, Pulelfu, Cumbre, Hidro Nalcas e Hidro Callao, Correntoso y Palmar. Si la Central Canutillar se encuentra fuera de servicio, se deberá abrir el interruptor de la línea 220 kV Canutillar – Puerto Montt 1, y el CC Transelec abrirá ambos interruptores de la línea en comento en la S/E Puerto Montt,

y la posterior sincronización con la central Canutillar en la S/E Puerto Montt por medio del interruptor del segundo circuito de la línea 220 kV Canutillar – Puerto Montt.

10. Al energizar la barra de 220 kV de la S/E Puerto Montt se energizarán simultáneamente:
 - Barras de 220 kV de S/E Melipulli, y
 - Barra de 23 kV de S/E Puerto Montt.
11. El CC de STS se coordinará con el CDC para la energización de los transformadores T11, T22 y T44 de la S/E Melipulli y las posteriores tomas de carga. Con el transformador T11 en servicio, el CC de STS se coordinará con la central Trapén para la sincronización de la central.
12. Con el CER en servicio, el CDC se coordinará con el CC de STS para la energización de las líneas:
 - Línea 1x220 kV Melipulli – Pargua y
 - Línea 1x220 kV Pargua – Chiloé, junto con la normalización de los consumos de la Isla de Chiloé.
13. El CC de Prime se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Degañ, Degañ 2 Nave 4 y 5.
14. Cuando se energice la S/E Quellón el CC de CENCOP se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Trincao, de igual forma, el CC de Elektragen se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Chiloé.
15. El CC Transelec se coordinará con el CC de Alfa Transmisora de Energía para el cierre de la línea de 220 kV Angostura - Mulchén C1 desde la S/E Mulchén. El CC de Colbún se coordinará con el CDC para la sincronización de la central Angostura.
16. El cierre del segundo circuito de las siguientes líneas será coordinado por el CDC con el CC de Celeo Redes.
 - 220 kV Charrúa – Mulchén
 - 220 kV Mulchén – Río Malleco
 - 220 kV Río Malleco – Cautín

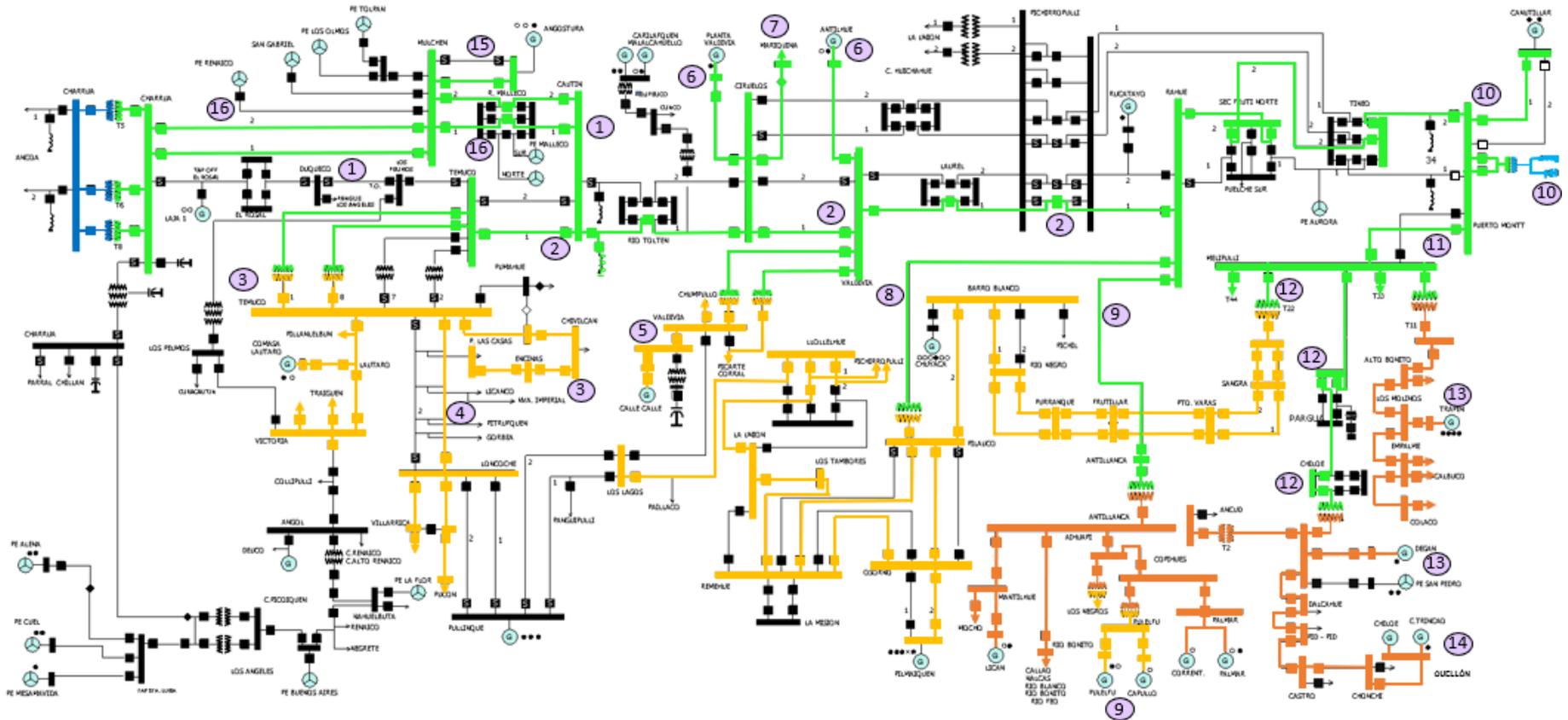


Ilustración 41 Esquema de recuperación área Araucanía, indisponibilidad de la Línea 220 kV Charrúa – Duquenco – Los Peumos

Plan C: Desde la Central Canutillar

1. Cuando no sea posible reconectar las líneas de 220 kV Charrúa – El Rosal – Duqueco – Los Peumos - Temuco o las líneas 220 kV Charrúa – Mulchén – Río Malleco- Cautín circuitos 1 o 2 y, además, la central Canutillar se encuentre con el lago Chapo sobre la cota 230 m.s.n.m. El CDC le informará a los CC de STS, Colbún y CGE Transmisión que la recuperación de servicio será desde la central Canutillar, para que apliquen el PPRS respectivo en forma autónoma.
2. El CC de CGE Transmisión se coordinará con la central Pullinque y conforme a su potencia disponible procederá a recuperar los consumos de las SS/EE Loncoche, Villarrica y Pucón.
3. Por otra parte, el CC Transelec abrirá todos los interruptores del Sistema de Transmisión Nacional desde la S/E Puerto Montt hasta la S/E Temuco y la central Canutillar abrirá sólo el interruptor de la línea de 220 kV Canutillar – Puerto Montt 1. Una vez que la central Canutillar esté en servicio y en condiciones de regular frecuencia, se coordinará con el CC Transelec para el cierre del interruptor de la línea de 220 kV Canutillar – Puerto Montt 2 en la S/E Puerto Montt.
4. El CC de STS deberá verificar que en S/E Melipulli se encuentren abierto los interruptores de 220 kV de los transformadores T11 (220/110 kV), T22 y T44 (220/66 kV) y cerrado el interruptor del transformador T33 (220/23 kV).
5. CC Transelec deberá tener en servicio el CER de Puerto Montt con la finalidad de absorber reactivos cuando se energice la barra de 220 kV de S/E Puerto Montt.
6. Al energizar la barra de 220 kV de la S/E Puerto Montt se energizarán simultáneamente la barra de 220 kV y el transformador de 23 kV de S/E Puerto Montt. El CC de STS deberá tener preparado el sistema para efectuar un retiro máximo de 50 MW.
7. El CC de STS se coordinará con el CDC para la energización del T11 y la energización de la línea de 110 kV Melipulli – Los Molinos y la sincronización de la central Trapén.
8. De forma paralela al proceso de recuperación descrito anteriormente, el CC de STS coordinará la entrada en operación de la Central Pilmaiquén.
9. Conforme a la disponibilidad de potencia de Central Pilmaiquén se recuperará el Sistema de 66 kV, energizando desde Pilmaiquén, las siguientes líneas de transmisión:
 - Línea 66 kV Pilmaiquén – Osorno

- 66 kV Osorno – Remehue – La Unión
 - 66 kV La Unión – Llolelhue
 - 66 kV Llolelhue – Los Lagos
 - 66 kV Los Lagos – Pullinque
10. Una vez que la central Canutillar presente un comportamiento estable (con 1 ó 2 unidades E/S) y con el CER en servicio, el CC Transelec cerrará desde la S/E Puerto Montt la línea de 220 kV Puerto Montt – Tineo –Seccionadora Frutillar Norte – Rahue, posteriormente cerrará la línea de 220 kV Rahue – Pichirropulli – Laurel – Valdivia. Con esto se energizarán las barras de 220 kV de las SS/EE Rahue, Pichirropulli, Laurel y Valdivia.
 11. El CDC se coordinará con el CC de STS para la energización de la línea de 220 kV Melipulli – Pargua – Chiloé y la normalización de los consumos de la Isla de Chiloé.
 12. El CC de Prime se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Degañ y Degañ 2 Nave 4 y 5.
 13. Cuando se energice la S/E Quellón el CC de CENCOP se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Trincao, de igual forma, el CC de Elektragen se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Chiloé.
 14. Para unir los sistemas de 220 y 66 kV entre las SS/EE Rahue y Pilauco, el CDC le solicitará al CC de STS la energización de la línea de 220 kV Rahue – Pilauco y el transformador de 220/66 kV de S/E Pilauco, con esto se energizará la barra de 66 kV de S/E Pilauco.
 15. El CC de STS deberá sincronizar los sistemas de 220 y 66 kV en la S/E Pilauco, a través de los interruptores B1, o B2 correspondiente a la línea 66 kV Osorno – Pilauco, o a través de los interruptores B4 o B5 correspondiente a la línea 66 kV Remehue – Pilauco, según la disponibilidad de las instalaciones de transmisión.
Verificada la sincronización, el CC de STS le solicitará al operador de la central Pilmaiquén que deje de regular frecuencia y se vaya a plena generación.
 16. El CDC se coordinará con el CC de STS para el cierre de la línea de 220 kV Rahue – Antillanca, Antillanca – Licán, Antillanca – Río Bonito y Antillanca – Aihuapi, para proveer de SS/AA y su posterior sincronización de las centrales Licán, Capullo, Pulelfu, Hidro Nalcas, Hidro Callao, Cumbres, Palmar y Correntoso. La central Licán se deberá coordinar con el CDC para su sincronización.

17. El CDC se coordinará con el CC de Prime, para que tome SS/AA del sistema y le de partida a la Central Antihue.
18. Con dos unidades de la central Canutillar en servicio o con una unidad de la central Canutillar y una unidad de la central Antihue en servicio, el CDC autorizará al CC de STS para que energice el transformador de 220/66 kV de la S/E Valdivia y haga un retiro máximo de 40 MW.
19. Si el CER de la S/E Puerto Montt se encuentra con un margen de absorción de reactivos y la central Canutillar está con dos unidades en servicio o una unidad de la central Canutillar y una unidad de la central Antihue en servicio, el CC Transelec cerrará desde la S/E Valdivia la línea de 220 kV Temuco – Cautín – Río Toltén – Ciruelos - Valdivia 1 o 2 (preferentemente la que se encuentre con el reactor conectado) para energizar la barra de 220 kV de la S/E Temuco.
20. El CDC se coordinará con el CC Transelec para la energización de un transformador de 220/66 kV de la S/E Temuco.
21. Con la barra de 66 kV de S/E Temuco energizada, el CC de CGE cerrará las líneas de 66 kV Temuco – Loncoche circuitos 1 y 2 y se coordinará con la central Pullinque para la sincronización de la central en la S/E Loncoche.
22. Si los niveles de tensión están dentro de la NTSyCS, el CDC se coordinará con el CC de Eletrans (Chilquinta) para el cierre de las líneas de 220 kV Ciruelos – Cerros de Huichahue – Pichirropulli.

6 ANÁLISIS DE LA CALIDAD Y CANTIDAD DE LOS RECURSOS PARA EL USO EN EL PRS.

6.1 Partida Autónoma

Del catastro de unidades generadoras con capacidad de partida autónoma se observa que existen áreas eléctricas en el SEN que no cuentan con unidades de partida autónoma o con escasos recursos de este tipo que pueden resultar insuficiente. Las Áreas en cuestión son las siguientes:

Área Costa: En esta área no existen recursos de partida autónoma de centrales, sin embargo, en dicha área existen principalmente centrales del tipo vapor carbón cuyo proceso de puesta en servicio, una vez que se han alimentado los servicios auxiliares, y sincronización al SEN pueden tardar hasta 24 horas. No obstante, existen diversos vínculos del sistema de transmisión que permiten recuperar el área en tiempos menores. Por lo tanto, para este tipo de centrales el contar con recursos de partida autónoma no contribuye al proceso de recuperación de servicio del área y por ende no hay una justificación para recomendar la incorporación de instalaciones con capacidad de partida autónoma.

Área Cardones: Para el análisis se consideró que la recuperación de servicio de esta área, depende de la central Huasco TG, ubicada en la localidad de Huasco, distante aproximadamente a 189 km y que sólo se debe realizar por medio de las líneas de 110 kV Huasco - Maitencillo y Maitencillo - Cardones, considerando que esta última no cuenta con doble vínculo y ante una indisponibilidad, la recuperación de servicio en la Capital Regional de la Región de Atacama (Copiapó), tendrá un retraso significativo a la espera de contar con energía por el sistema de 220 kV proveniente de Diego de Almagro o Maitencillo.

De acuerdo con lo señalado en el documento “Estudio de Plan de Recuperación de Servicio” publicado durante el mes de marzo de 2020, “Se deberá dotar de partida autónoma a la Central Termopacífico para que le provea los SS/AA a la central Cardones para su proceso de partida y regulación de frecuencia en el área de Cardones, razón por la cual la Central Cardones deberá suspender los estudios de habilitación de partida autónoma a su central, a la espera de la habilitación de la partida autónoma de la central Termopacífico”. Al respecto, GENPAC S.A., durante el mes de diciembre del año 2021, informa que el nivel de avance del proyecto corresponde a un 25%.

El contar con partida autónoma en la Central Termopacífico, con el fin de proveer de SS/AA a la central Cardones para su partida y posterior regulación de frecuencia, permitirá disponer de un apoyo de generación importante en el área de Cardones, para iniciar el proceso de recuperación del servicio, y adicionalmente permitirá efectuar un apoyo al Área Cordillera desde la zona Norte Chico, a través del corredor de 500 kV comprendido entre las SS/EE Changos – Nueva Cardones y/o proveer de SS/AA a las centrales CTM3 e IEM, esto una vez que ingresen los equipos RPH3 en los interruptores 500/220 kV en S/E Nueva Cardones.

En las demás zonas y áreas del sistema se observa una cantidad de recursos de partida autónoma suficientes para iniciar el proceso de recuperación del servicio.

6.2 Capacidad de Aislamiento Rápido

La Zona Norte Grande y Norte Chico, así como el caso de la Zona Quinta Región, no cuentan con unidades generadoras con capacidad de aislamiento rápido, por lo que se debe tener en consideración lo siguiente:

La Zona Norte Grande con sus respectivas áreas, si bien no cuentan con unidades con capacidad de aislamiento rápido, cuentan con unidades con partida autónoma, además, el área interconexión provee otra vía de recuperación del servicio.

Áreas Diego de Almagro y Cardones: En estas áreas si bien no se cuenta con unidades con capacidad de aislamiento rápido, sí se cuenta con unidades con partida autónoma, las cuales permiten la recuperación de servicio en el menor tiempo posible, dado que dichas unidades habitualmente no se encuentran en servicio en la programación diaria por despacho económico.

Áreas Costa y Valle: En estas áreas no se cuenta con unidades con capacidad de aislamiento rápido ni con partida autónoma, debido a las características técnicas de las centrales de las áreas, pero, cuenta con redundancia de vínculos, lo que permite la recuperación de los consumos de las áreas en un tiempo razonable.

Cabe señalar que, dadas las características técnicas de las centrales térmicas, la operación con capacidad de aislamiento rápido es sostenible sólo por períodos cortos (del orden de minutos).

En las demás zonas y áreas del sistema se observa una cantidad de recursos tanto de partida autónoma que permite iniciar el proceso de recuperación del servicio prescindiendo de centrales con capacidad de aislamiento rápido.

6.3 Equipamiento de Vinculación en el Sistema de Transmisión

Para las áreas de recuperación de servicio que este documento contempla, se observa que el equipamiento de vinculación existente es insuficiente en áreas del SEN, por lo que se debe dotar del equipamiento para proceder a la interconexión de estas y así permitir la restitución en el menor tiempo posible.

La Áreas en cuestión son las siguientes:

- **Área Diego de Almagro:** Los autotransformadores N 3 y 4 de 220/110/13,8 kV, 120 MVA c/u se deberán dotar del equipamiento primario, control y protecciones necesarios, para que ante una recuperación de servicio se pueda utilizar el autotransformador N°3 de 220/110/13,8 kV, 120 MVA en forma separada del autotransformador N°4, sin la necesidad de tener que desconectar el autotransformador N°3 para energizar el autotransformador N°4 cuando se encuentre en servicio la central Taltal, a objeto de asegurar la isla ya formada en la S/E Diego de Almagro.

Al respecto la empresa Transelec está desarrollando el proyecto “Normalización conexión ATR3 y ATR4 SE Diego de Almagro” a través del NUP 1746 el cual consiste en la normalización de la conexión de los autotransformadores ATR3 y ATR4 en S/E Diego de Almagro. De acuerdo con plataforma PGP, tiene una fecha estimada de entrada en operación para el 30-05-2022.

- **Área Interconexión:** Los interruptores de ambos extremos de la línea 500 KV Changos – Cumbre se deberán dotar del equipamiento primario, control y protecciones necesarios, para que ante una recuperación de servicio se puedan vincular la zona del Norte Chico con la del Norte Grande luego de aplicadas las estrategias definidas para cada una de estas zonas.

En el anexo 10, adjunto al presente documento, se encuentra el detalle de los interruptores que requieren equipos de vinculación para la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio 2022.

ANEXOS

ANEXO 1. INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Zonas del SEN para la aplicación del PRS.	27
Ilustración 2: Diagrama de flujo de comunicaciones	32
Ilustración 3 Especificación de colores usados para los esquemas de planes de recuperación de servicio.	35
Ilustración 4 Esquema de recuperación área Arica	37
Ilustración 5 Esquema de recuperación área Iquique.....	39
Ilustración 6 Esquema de recuperación área Tarapacá, plan A	41
Ilustración 7 Esquema de recuperación área Tarapacá, plan B	42
Ilustración 8 Esquema de recuperación área Tarapacá, plan C	44
Ilustración 9 Esquema de recuperación área Centro, plan A.....	47
Ilustración 10 Esquema de recuperación área Centro, plan B.....	49
Ilustración 11 Esquema de recuperación área Centro, plan C	51
Ilustración 12 Esquema de recuperación área Capricornio, plan A	53
Ilustración 13 Esquema de recuperación área Capricornio, plan B	54
Ilustración 14 Esquema de recuperación área O´Higgins	56
Ilustración 15 Esquema de recuperación área Cordillera, plan A	58
Ilustración 16 Esquema de recuperación área Cordillera, plan B	59
Ilustración 17 Esquema de recuperación área Diego de Almagro.....	63
Ilustración 18 Esquema de recuperación: área Diego de Almagro es solidaria al área Cardones	66
Ilustración 19 Esquema de recuperación área Cardones.....	69
Ilustración 20 Esquema de recuperación: área Cardones entrega energía a otras zonas.....	70
Ilustración 21 Esquema de recuperación área Pan de Azúcar.....	72
Ilustración 22 Esquema de recuperación área Interconexión desde Illapa-Cumbres-Kapatur ...	75
Ilustración 23 Esquema de recuperación área Interconexión desde Cardones-Kapatur, alternativa 1.....	77
Ilustración 24 Esquema de recuperación área Interconexión desde Cardones-Kapatur, alternativa 2	79
Ilustración 25 Esquema de recuperación área Interconexión desde Cardones-Kapatur, alternativa 3.....	81

Ilustración 26 Esquema de recuperación área Cerro Navia, plan A	86
Ilustración 27 Esquema de recuperación área Cerro Navia, plan B	89
Ilustración 28 Esquema de recuperación área Alto Jahuel, plan A. Energización desde S/E Charrúa.....	92
Ilustración 29 Esquema de recuperación área Alto Jahuel, plan B. Energización desde Central Colbún	94
Ilustración 30 Esquema de recuperación área Alto Jahuel, plan C. Energización desde Central Pehuenche.	96
Ilustración 31 Esquema de recuperación área Alto Jahuel.....	100
Ilustración 32 Esquema de recuperación área Itahue, plan A	103
Ilustración 33 Esquema de recuperación área Itahue, plan B.	105
Ilustración 34 Esquema de recuperación área Quinta Costa, energización por medio de Quillota – San Pedro 110 kV.....	110
Ilustración 35 Esquema de recuperación área Quinta Costa, energización por medio de la línea de 220 kV San Luis – Agua Santa	112
Ilustración 36 Esquema de recuperación área Quinta Costa, energización por medio de la línea de 220 kV Nogales – Ventanas.....	114
Ilustración 37 Esquema de recuperación área Quinta Costa, energización por medio de la línea de 110 kV Cerro Navia – Las Vegas – San Pedro	115
Ilustración 38 Esquema de recuperación área Quinta Valle	117
Ilustración 39 Esquema de recuperación plan Bío-bío	123
Ilustración 40 Esquema de recuperación, área Araucanía por medio de la línea 220 kV Charrúa – Duqueco – Los Peumos – Temuco	128
Ilustración 41 Esquema de recuperación área Araucanía, indisponibilidad de la Línea 220 kV Charrúa – Duqueco – Los Peumos	131
Ilustración 42 Esquema de recuperación área Araucanía, desde la Central Canutillar.....	135
Ilustración 43 Área Centro Zona Norte Grande incluyendo el proyecto Ampliación Kimal.....	170
Ilustración 44 Registro tensión del plan A área centro norte grande	172
Ilustración 45 Registro tensión del plan B área centro norte grande	174
Ilustración 46 Registro tensión del plan C área centro norte grande para barras de 500 kV .	176
Ilustración 47 Registro tensión del plan C área centro norte grande para barras de 220 kV y 110 kV	176

Ilustración 48 Área Biobío Zona Sur incluyendo el proyecto Ampliación Ejercito	178
Ilustración 49 Registro tensión estrategia área Biobío	183
Ilustración 50 Área Biobío Zona Sur con indisponibilidad de centrales hidroeléctricas.....	184
Ilustración 51 Registro tensión de energización del área Biobío ante un escenario de sequía	186
Ilustración 52 Comportamiento Potencia Central Yungay U1	187
Ilustración 53 Comportamiento Potencia Central Coronel U1	187
Ilustración 54 Detalle de S/E La Pólvora en área Quinta Costa	189
Ilustración 55 Tensiones simuladas para la recuperación del área Quinta Costa con el Plan A.	191
Ilustración 56 Tensiones simuladas para la recuperación del área Quinta Costa con el Plan B.	193
Ilustración 57 Tensiones simuladas para la recuperación del área Quinta Costa con el Plan C.	195
Ilustración 58 Tensiones simuladas para la recuperación del área Quinta Costa con el Plan D	197
Ilustración 59 Tensiones simuladas para la recuperación del área Quinta Valle con el Plan B.	199

ANEXO 2. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Centrales del SEN con Capacidad de Partida Autónoma	11
Tabla 2 Centrales del SEN con Capacidad de Aislamiento Rápido	12
Tabla 3 Instalaciones del SEN con Capacidad de Vinculación.....	13
Tabla 4 Cronograma para centrales con partida autónoma.....	22
Tabla 5 COR Designados para el SEN	28
Tabla 6 Registro de tensión máxima y mínima dentro del conjunto de pasos del plan propuesto	165
Tabla 7 Registro de cargabilidad del CER Cardones	165

ANEXO 3. COMPORTAMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SEN, AL SER ENERGIZADAS EN VACÍO.

Línea	Tensión nominal (kV)	Tensión extremo Transmisor (%)	Tensión extremo Receptor (%)	Aporte de potencia reactiva (MVar)
Transmisor - Receptor				
Nueva Cardones – Nueva Maitencillo sin reactor	500	100	101.18	151
Nueva Cardones – Nueva Maitencillo con reactor en extremo Nva. Cardones	500	100	101.18	76
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar sin reactor y sin C.S.	500	100	102.62	241
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar sin reactor y con C.S.	500	100	102.62	241
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar con reactor y sin C.S.	500	100	100.86	163
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar con reactor y con C.S.	500	100	101.78	162
Nueva Pan de Azúcar - Nueva Polpaico sin reactor y sin C.S.	500	100	110.37	484
Nueva Pan de Azúcar - Nueva Polpaico sin reactor y con C.S.	500	100	99.18	435
Nueva Pan de Azúcar - Nueva Polpaico con reactor y sin C.S.	500	100	102.1	287
Nueva Pan de Azúcar - Nueva Polpaico con reactor y con C.S.	500	100	95.72	269
Nueva Cardones – Cumbre sin reactor y sin C.S.	500	100	102.18	204
Nueva Cardones - Cumbre sin reactor y con C.S.	500	100	102.18	204
Nueva Cardones – Cumbre con reactor y sin C.S.	500	100	100.38	127
Nueva Cardones – Cumbre con reactor y con C.S.	500	100	101.4	126
Cumbre – Changos con reactor y con C.S.	500	100	100.9	255

Comportamiento de líneas de transmisión del SEN en vacío.

Cumbre – Changos con reactor y sin C.S.	500	100	102.84	279
Cumbre – Changos sin reactor y sin C.S.	500	100	Supera valor	máximo
Cumbre – Changos sin reactor y con C.S.	500	100	Supera valor	máximo
Changos – Cumbre sin reactor y con C.S.	500	100	103.4	396
Changos – Cumbre sin reactor y sin C.S.	500	100	110.08	449
Ancoa - A. Jahuel sin reactor y sin C.S.	500	100	103.51	216
Ancoa - A. Jahuel sin reactor y con C.S.	500	100	99.62	208
Ancoa - A. Jahuel con reactor y sin C.S.	500	100	101	62
Ancoa - A. Jahuel con reactor y con C.S.	500	100	98.55	59
Entre Ríos - Charrúa sin reactor	500	100	104.93	13.6
Entre Ríos - Charrúa con reactor	500	100	102.28	62.4
Charrúa - Entre Ríos - Ancoa 1 sin reactor y sin C.S.	500	100	102.20	170.6
Charrúa - Entre Ríos - Ancoa 1 con reactor y sin C.S.	500	100	100.20	92.6
Charrúa - Entre Ríos - Ancoa 2 sin reactor y sin C.S.	500	100	102.55	184.3
Charrúa - Entre Ríos - Ancoa 2 con reactor y sin C.S.	500	100	100.41	105.9
Charrúa - Entre Ríos - Ancoa 1 con reactor + reactor 91 MVar en 220kV S/E Ancoa y sin C.S.	500	100	98.30	18
Charrúa - Entre Ríos - Ancoa 2 con reactor + reactor 91 MVar en 220kV S/E Ancoa y sin C.S.	500	100	98.36	31.1
Charrúa - Entre Ríos - Ancoa 1 con reactor + Ancoa – Alto Jahuel con reactor y sin C.S. Charrúa - Alto Jahuel.	500	100	104.93	236.1
Charrúa - Entre Ríos - Ancoa con reactor + Ancoa - Alto Jahuel con reactor y con C.S. Charrúa - Alto Jahuel.	500	100	102.28	232.5

Comportamiento de líneas de transmisión del SEN en vacío.

Paposo hasta D. de Almagro (sin reactor)	220	100	101.99	26
Paposo - D. de Almagro (con reactor)	220	100	98.37	2.1
D. de Almagro - Illapa	220	100	100.05	3.8
Illapa - C. Pinto	220	100	100.14	6.9
C. Pinto - San Andrés	220	100	100.10	5.6
San Andrés - Cardones	220	100	100.08	5.2
C. Pinto - San Andrés - Cardones	220	100	100.37	10.7
Cardones - Maitencillo	220	100	101	18
Guacolda - Maitencillo	220	100	100	4.7
Maitencillo - Don Héctor	220	100	100.34	10.8
Don Héctor - Punta Colorada	220	100	100.05	4.3
Punta Colorada – P. de Azúcar	220	100	100.43	12.1
Maitencillo - P. de Azúcar	220	100	102.21	27.6
P. de Azúcar - Don Goyo	220	100	100.31	10.1
Don Goyo - La cebada	220	100	100.16	2.7
La cebada - Punta Sierra	220	100	100.01	1.6
Punta Sierra - Las Palmas	220	100	100.02	2.4
Las Palmas - Los Vilos	220	100	100.32	10.3
P. de Azúcar hasta Los Vilos	220	100	103.12	32.4
Los Vilos – Nogales - Quillota	220	100	100.86	17
Nogales – Ventanas	220	100	100.23	11.27
Quillota - Polpaico 1	220	100	100.14	11.4
Quillota - Polpaico 2	220	100	100.14	11.4
Polpaico – Nogales	220	100	100.29	22.75
Polpaico - Nueva Lampa	220	100	100,02	2.6
Nueva Lampa - Cerro Navia	220	100	100	0.3
Polpaico - Nueva Lampa - Cerro Navia	220	100	100.02	2.8
Alto Jahuel - Chena	220	100	100.04	3.8
Chena – Cerro Navia	220	100	100.01	1.7
Alto Jahuel – Chena - Cerro Navia	220	100	100.10	5.6
C. Navia – Lo Aguirre - Rapel	220	100	100.74	16
A. Jahuel - Los Almendros	220	100	100.1	5.6
Colbún - Puente Negro	220	100	100.93	23.2
Puente Negro - Candelaria	220	100	100.46	16.2
Candelaria - Maipo	220	100	100.13	8.6

Comportamiento de líneas de transmisión del SEN en vacío.

Colbún - Puente Negro - Candelaria - Maipo	220	100	104,13	49,1
Charrúa - Rucúe	220	100	100.21	8,5
Pangue - Charrúa	220	100	101	19
Antuco - Charrúa	220	100	100.26	9.6
Charrúa - Duqueco	220	100	100,15	7,2
Duqueco - Los Peumos	220	100	100,23	12,9
Charrúa - Duqueco - Los Peumos - Temuco	220	100	102,32	28,6
Charrúa - Concepción	220	100	100.35	12
Charrúa - Hualpén	220	100	100.48	14
Charrúa - Mulchén - Cautín	220	100	102.42	43.21
Temuco-Cautín	220	100	100	0,3
Cautín - Ciruelos C1 (con reactor)	220	100	100,77	1,4
Cautín - Ciruelos C1 (sin reactor)	220	100	100,77	16,4
Ciruelos-Valdivia	220	100	100,09	5,8
Laurel - Valdivia	220	100	100	0,63
Pichirrupulli - Laurel	220	100	100,14	7
Rahue - Pichirrupulli	220	100	100,18	6,6
Puerto Montt - Rahue Sin Reactor (P.E Aurora F/S)	220	100	100,68	15,3
Puerto Montt - Rahue con Reactor (P.E Aurora F/S)	220	100	100,68	15,3
Pto. Montt - Canutillar	220	100	100.21	8.1
A. Jahuel - Rancagua - Itahue	154	100	102.4	14.5
A. Jahuel - Itahue	154	100	101.93	12.9
Charrúa - Concepción	154	100	100.29	4.6
Concepción - San Vicente	154	100	100.01	0.6
San Vicente - Hualpén	154	100	100	0.36

Nota: Los casos con reactor, corresponde a un reactor conectado en el extremo

ANEXO 4. NIVELES DE TENSIÓN Y POSICIÓN DE LOS TAPS QUE DEBEN SER CONSIDERADOS AL MOMENTO DE LA RECUPERACIÓN DE SERVICIO DESDE CHARRÚA

Caso 1

Energización en vacío desde S/E Charrúa de líneas de 500 kV Charrúa - Ancoa 1 y 500 kV Ancoa - Alto Jahuel 1, con reactores conectados y sin compensación serie.

Charrúa 220 kV			Charrúa	Ancoa	A. Jahuel
Tensión kV	Absorción adicional de reactivos MVar	Taps en TR 5 y 6	Tensión 500 kV	Tensión 500 kV	Tensión 500 kV
226	-51,77	2	500	507	512
227	-50,76	2	501	509	514
228	-51,26	1	498	505	510
229	-51,76	1	500	508	513
230	-52,3	1	503	510	515
231	-52,61	1	504	512	517
232	-53,38	1	508	515	520
233	-53,89	1	510	518	523
234	-54,29	1	512	520	525

Caso 2

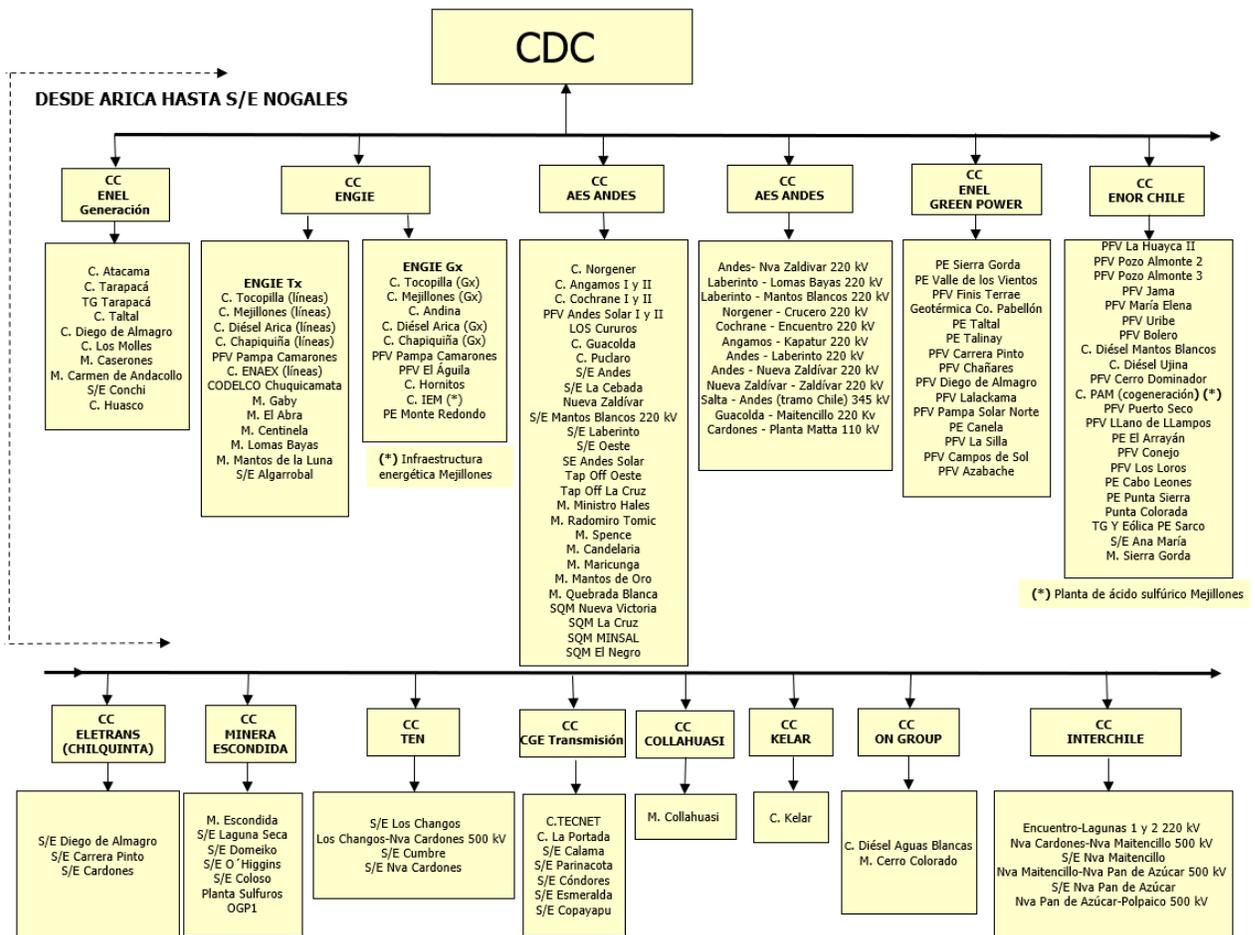
Energización en vacío desde S/E Charrúa de líneas de 500 kV Charrúa - Ancoa 2 y Ancoa - A. Jahuel sin compensación serie y reactores conectados.

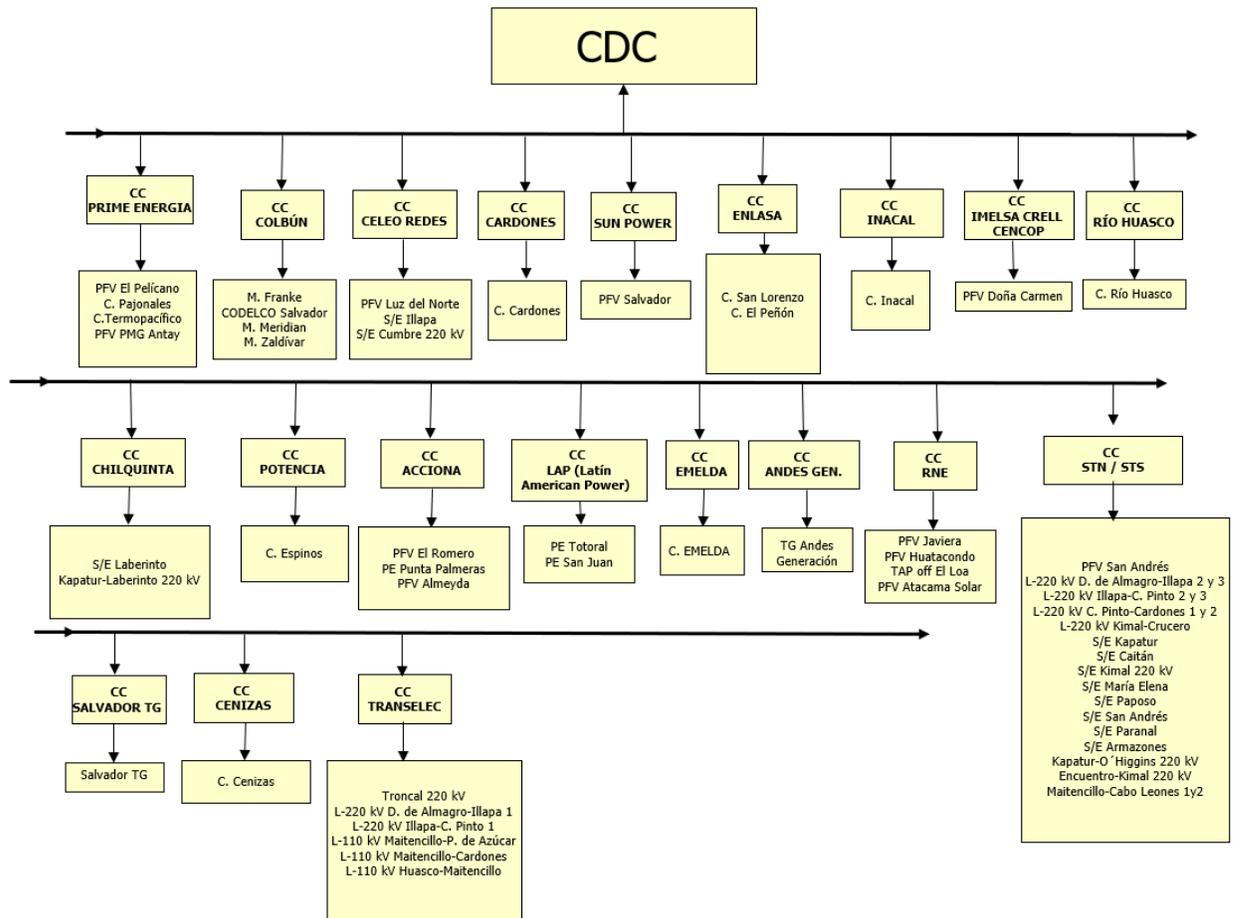
Charrúa 220 kV			Charrúa	Ancoa	A. Jahuel
Tensión kV	Absorción adicional de reactivos MVar	Taps en TR 5 y 6	Tensión 500 kV	Tensión 500 kV	Tensión 500 kV
225	-199,11	1	496	513	522
226	-119,84	1	498	515	524
227	-120,32	1	499	516	525

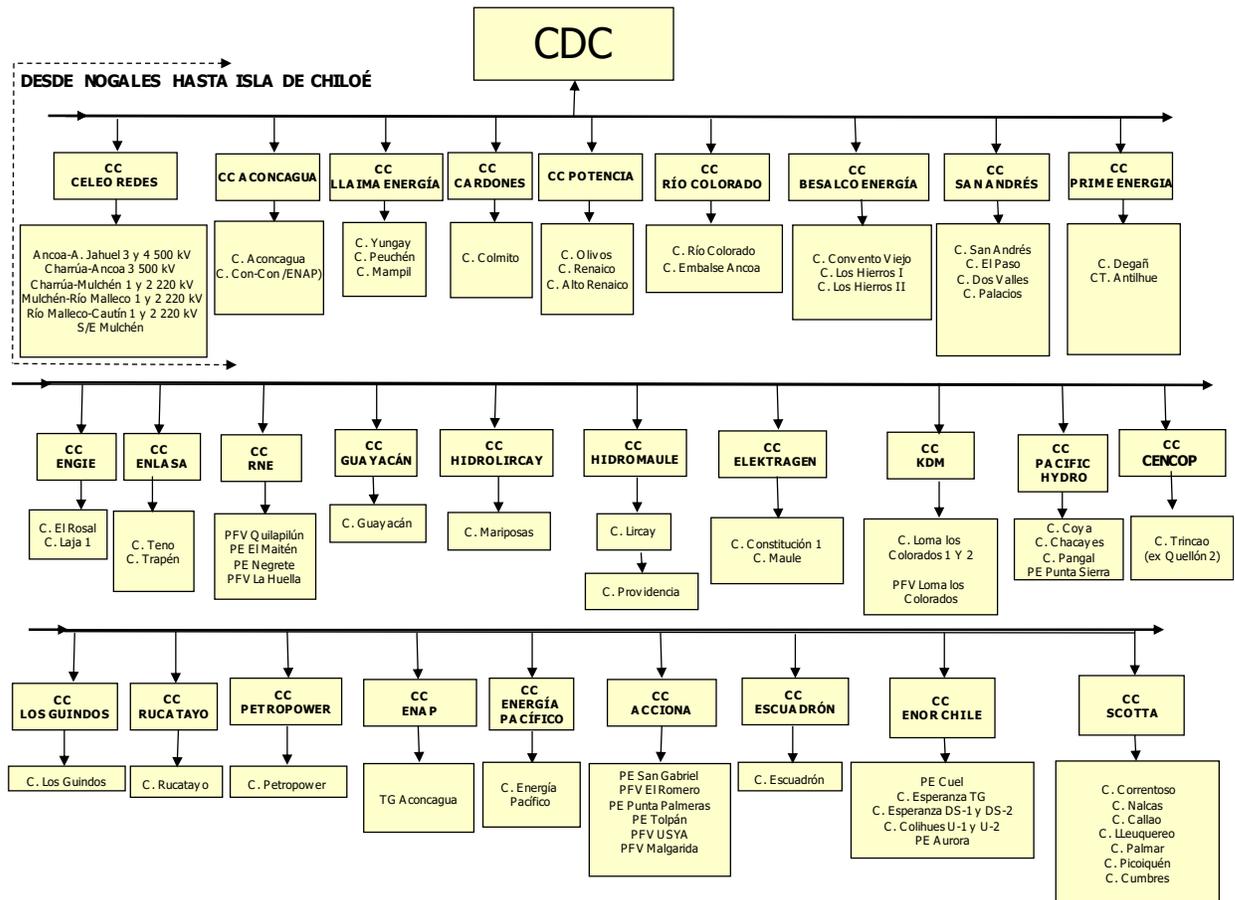
ANEXO 5 DELEGACIÓN DE FUNCIONES - COR DESIGNADOS

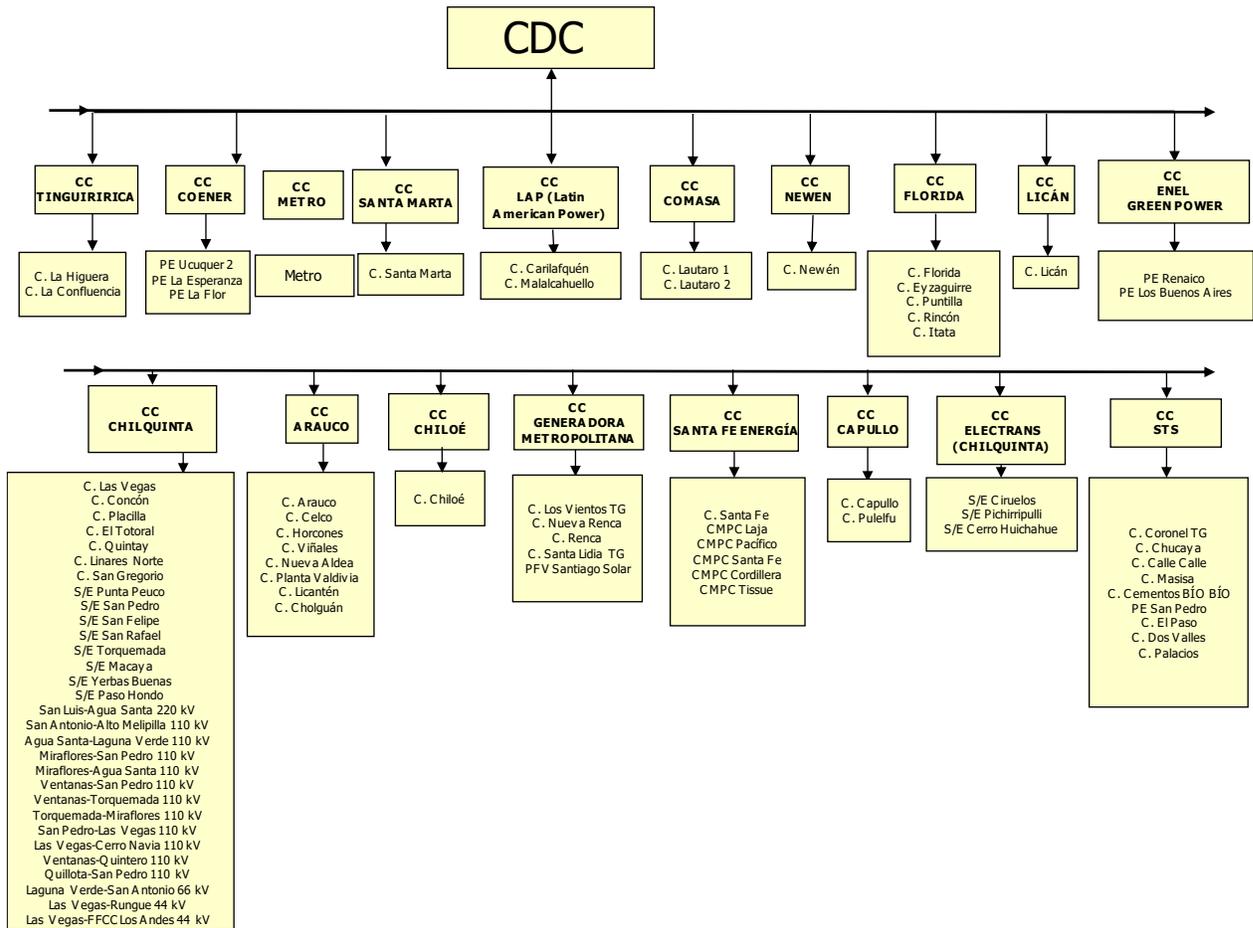
5.1 Centros de Control e instalaciones asociadas

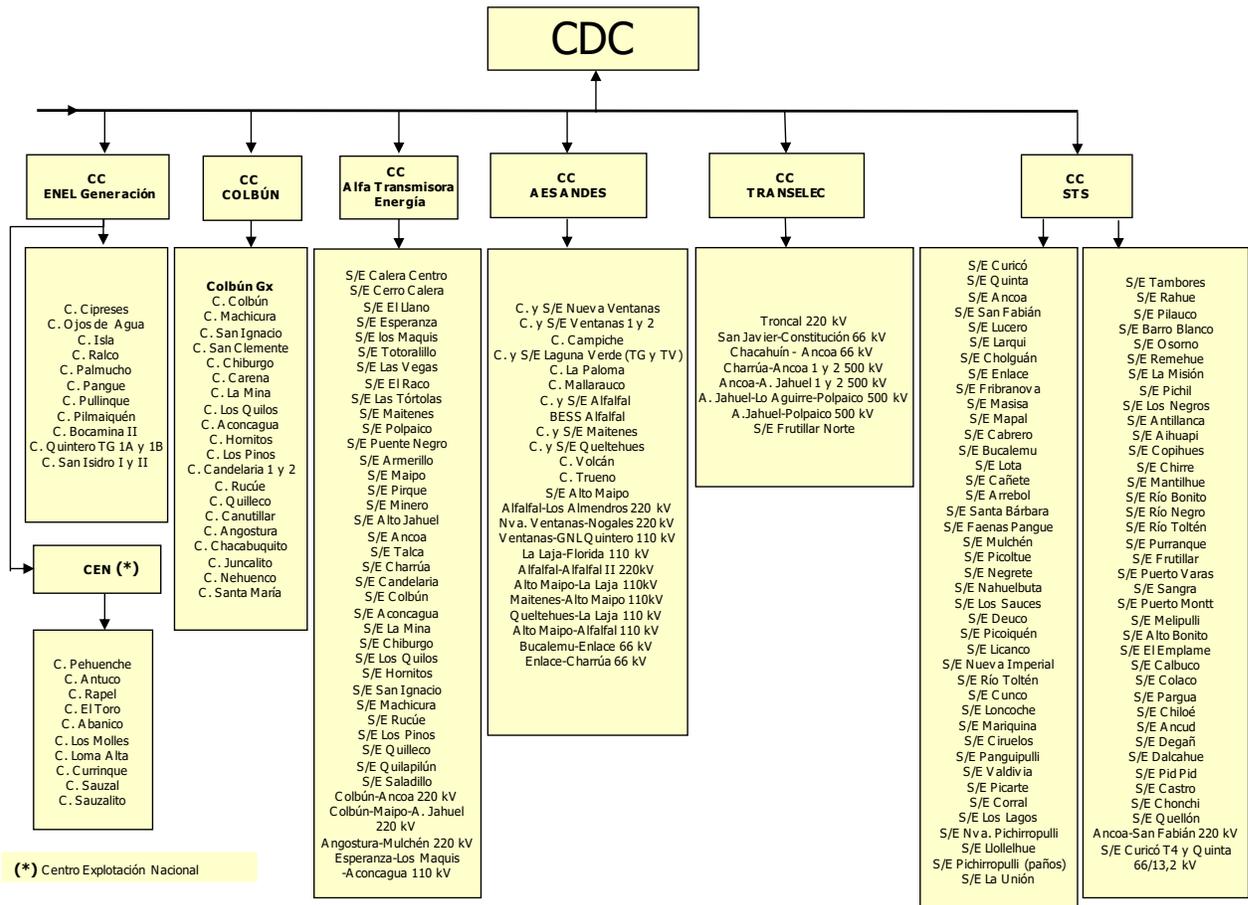
A continuación, se presentan los Centros de Control asociados a las instalaciones desplegadas esquemáticamente desde Arica hasta Nogales y luego desde Nogales hasta Chiloé.





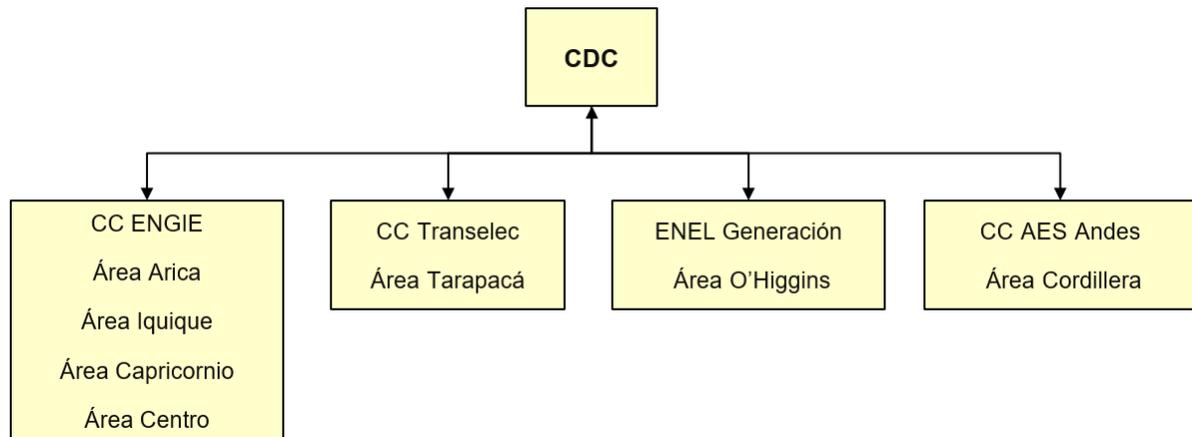




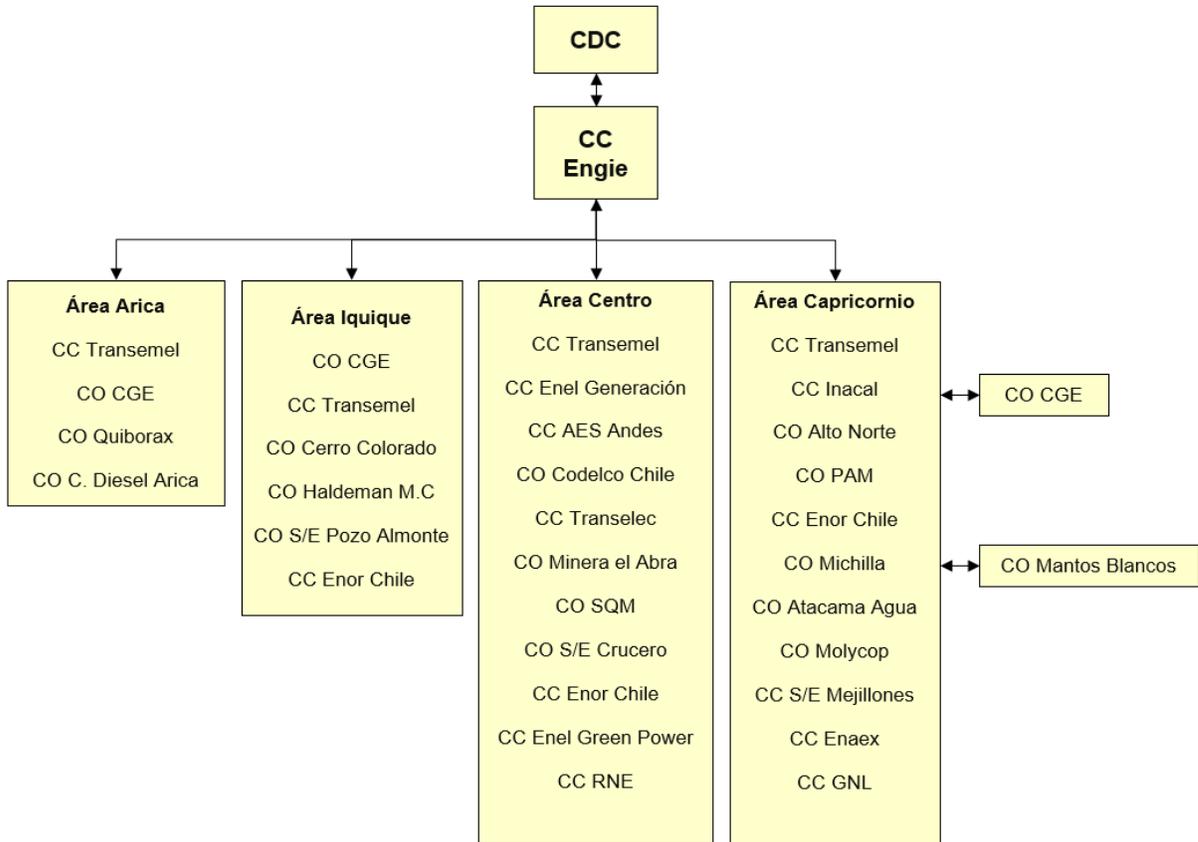


5.2 Centros de Control designados como COR.

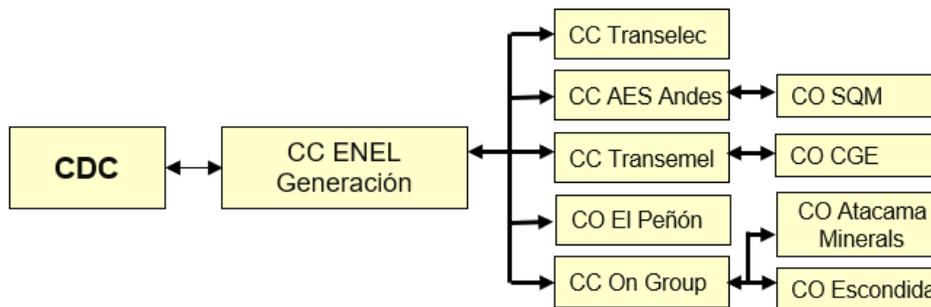
Zona Norte Grande



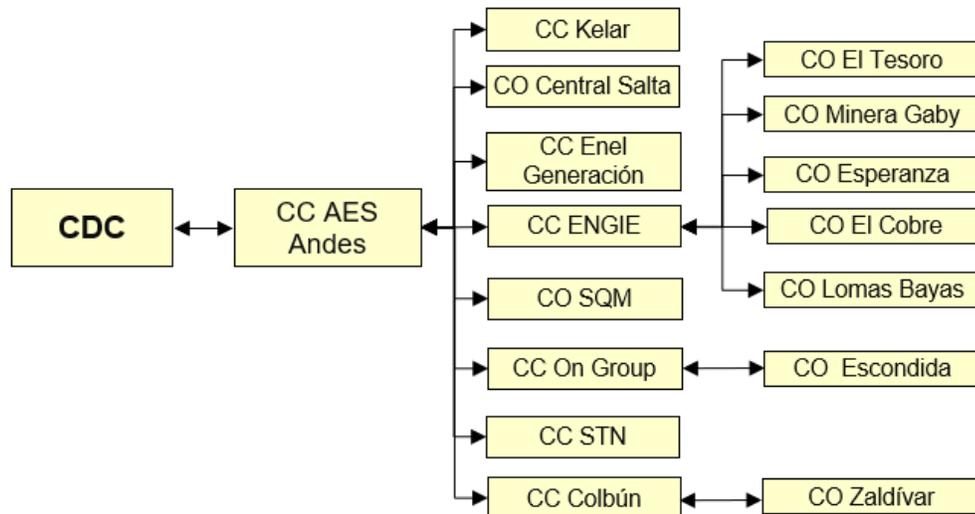
COR asociados a las áreas de Arica, Iquique, Centro y Capricornio



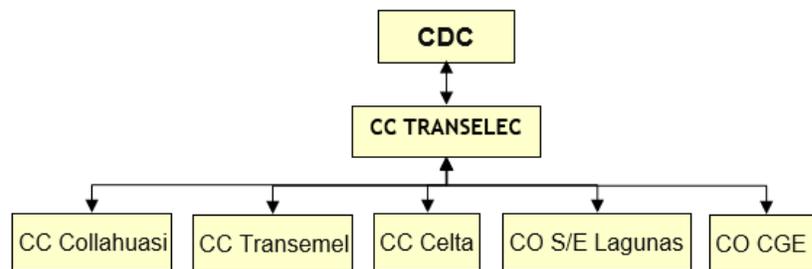
Área O'Higgins



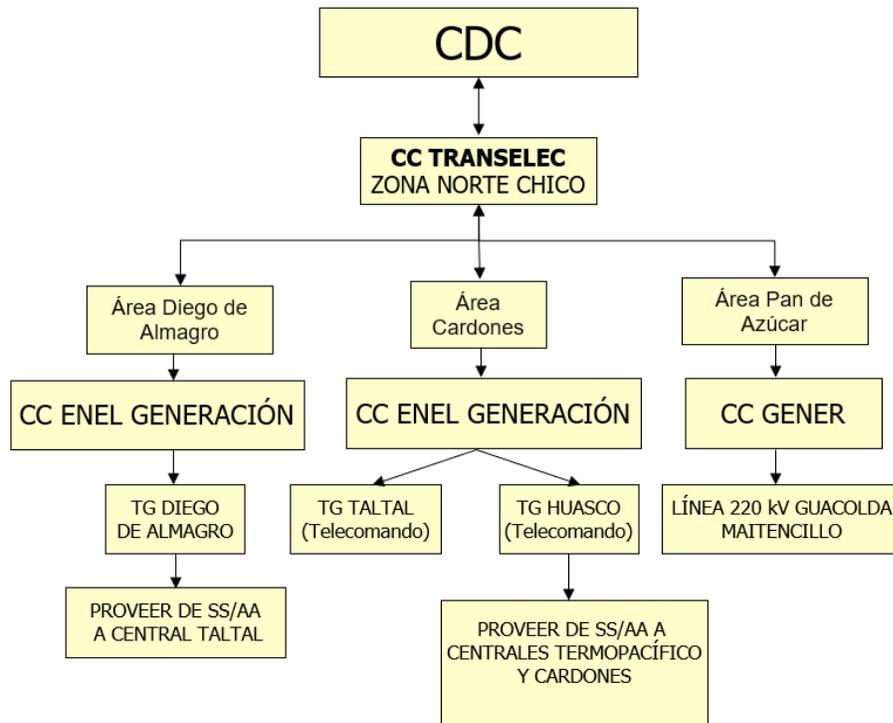
Área Cordillera



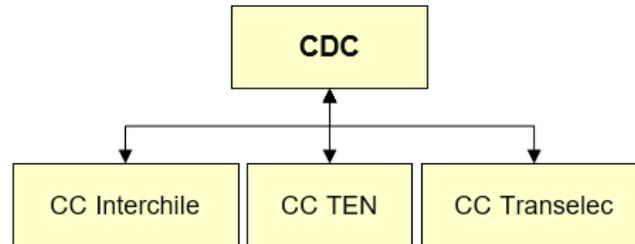
Área Tarapacá



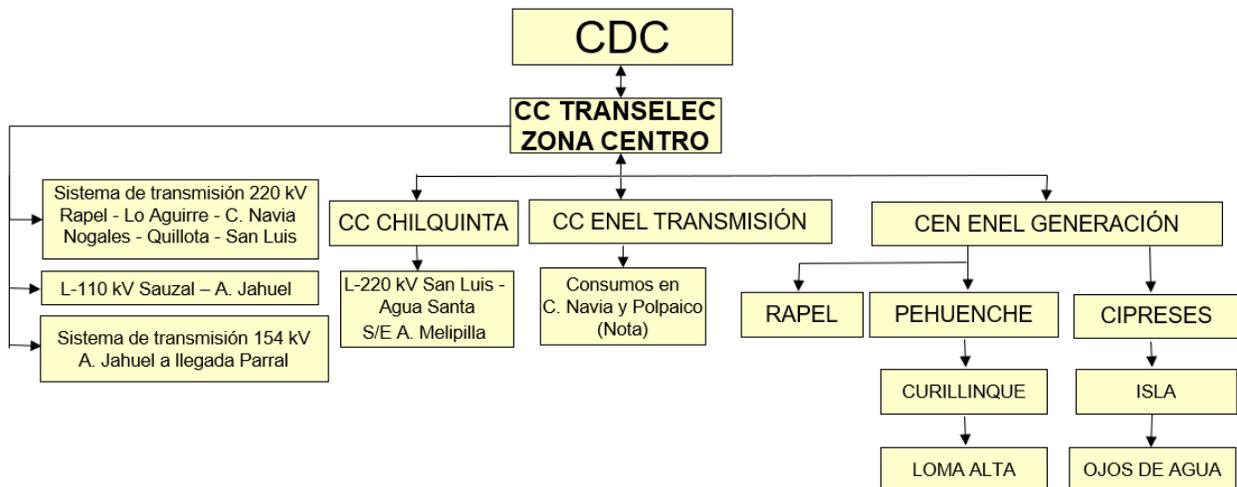
Zona Norte Chico



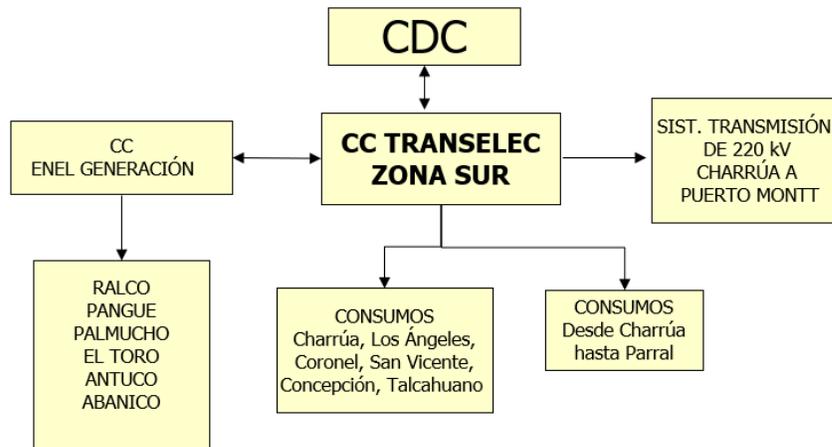
Área Interconexión (500 kV)



Zona Centro



Zona Sur



ANEXO 6 ESTUDIOS ELÉCTRICOS

6.1 Evaluaciones PRS 2021

A continuación, se presenta un resumen de las modelaciones realizadas en el Estudio de PRS – 2021, cuyos resultados han sido considerados en el presente Estudio de PRS-2022. Dichas evaluaciones, se resumen a continuación:

6.1.1 Evaluación área Interconexión 500 kV, con SVC en S/E Nueva Pan de Azúcar.

Se revisó la factibilidad de contar con un Plan de Recuperación de Servicio para las áreas Cordillera, Diego de Almagro, Cardones y Pan de Azúcar, a través del corredor de 500 kV, entre las SS/EE Changos – Polpaico considerando la entrada en operación del equipo de compensación de reactivos tipo SVC en S/E Nueva Pan de Azúcar (NUP 913) de modo de contar con una estrategia que permita recuperar los consumos de estas áreas con energía proveniente de S/E Polpaico. Los pasos propuestos para este plan son los siguientes:

- Condición Inicial: Se cuenta con energía en S/E Polpaico 220 kV.
- Paso N°1: Energización Transformador N°1 500/220 kV de S/E Polpaico y Energización S/E Polpaico 500 kV.
- Paso N°2: Energización en vacío circuito N°1 Línea 2x500 Polpaico – Nueva Pan de Azúcar con ambos reactores de línea conectados, y la compensación serie desconectada (puenteada) en el extremo de S/E Polpaico y S/E Nueva Pan de Azúcar.
- Paso N°3: Energización Nueva Pan de Azúcar a través del circuito N°1 de la Línea 2x500 Polpaico – Nueva Pan de Azúcar.
- Paso N°4: Energización SVC Nueva Pan de Azúcar (con consigna en 500 kV) mediante la barra BP2, con los ATR y circuitos hacia Maitencillo 500 kV abiertos.

Considerando que se requiere energizar los transformadores de 500/19.3 kV N°3 y N°4 en S/E Nueva Pan de Azúcar, asociados a los SVC's a través de los interruptores con mando sincronizado 52K3 y 52K6, se establece preliminarmente energizar la barra 500 BP2 desde la barra 500 kV BP1 en S/E Nueva Pan de Azúcar, utilizando una diagonal de un circuito de LT 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Maitencillo sin energizar la LT 500 kV. Por lo tanto, previo al cierre de esta diagonal de línea, se debe abrir el desconectador de derivación de línea. Luego de esta maniobra, es factible alimentar la barra de 500 kV BP2 y los transformadores 500/19.3 kV N°3 y N°4 de los SVC a través de los interruptores

52K3 y 52K6. La normalización del desconector de derivación de línea deberá normalizarse, posterior al cierre del ATR N°2 500/220 kV en S/E Nueva Pan de Azúcar, que considera mando de cierre sincronizado y posterior cierre de su diagonal en la S/E.

- Paso N°5: Energización en vacío circuito N°1 Línea 2x500 Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo con ambos reactores de línea conectados, y la compensación serie desconectada (puenteada) en el extremo Nueva Pan de Azúcar. Además, se requiere previo al cierre tensión de 500 kV en S/E Nueva Pan de Azúcar con apoyo de recursos de control del SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar.
- Paso N°6: Energización S/E Nueva Maitencillo a través del circuito N°1 de la Línea 2x500 Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo.
- Paso N°7: Energización en vacío circuito N°1 Línea 2x500 Nueva Maitencillo – Nueva Cardones con el reactor de línea conectado.
- Paso N°8: Energización S/E Nueva Cardones a través del circuito N°1 Línea 2x500 Nueva Maitencillo – Nueva Cardones.
- Paso N°9: Energización Reactor de Barra S/E Nueva Cardones
- Paso N°10: Energización en vacío circuito N°1 Línea 2x500 Nueva Cardones – Cumbre con ambos reactores de línea conectados, y la compensación serie desconectada (puenteada) en extremo Cumbre.
- Paso N°11: Energización S/E Cumbre a través del circuito N°1 Línea 2x500 Nueva Cardones – Cumbre.

De acuerdo con los resultados, el equipo SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar permite mantener las tensiones en el corredor 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Cumbre dentro de los valores permitidos en la NTSyCS, durante las energizaciones de instalaciones hasta este paso. Ver Ilustración 45

Es importante señalar que a partir del paso 11, no es factible continuar con la energización del corredor de 500 kV hasta S/E Changos por problemas de sobretensión. Esto se evidencia al evaluar el cierre del circuito N°1 de la línea 2x500 kV Cumbre – Los Changos, con ambos reactores de línea conectados, y la compensación serie desconectada (puenteada), en S/E Los Changos 500 kV. Por lo tanto, se requiere de apoyo de recursos de control de reactivos del área Diego de Almagro para continuar con la energización del corredor de 500 kV hasta S/E Changos.

Conforme a lo anterior, a partir del paso 11 es factible recuperar y/o sincronizar el Área Cardones, Diego de Almagro y Pan de azúcar a través del transformador N°2 500/220 kV en S/E Nueva Cardones. A continuación, se detallan los pasos relacionados a la propuesta señalada.

Recuperación Área Cardones por corredor 500 KV

Los siguientes pasos se relacionan con la recuperación del Área Cardones a través del transformador N°2 500/220 kV de S/E Nueva Cardones.

- Paso N°12: Energización Transformador N°2 500/220 kV de S/E Nueva Cardones desde la barra de 500 kV, por medio del relé de mando sincronizado para el cierre y apertura de los interruptores 220 kV y 500 kV y posterior energización de las barras 220 kV de la Subestación.
- Paso N°13: Energización SS/AA de Central Cardones
- Paso N°14: Despacho Central Cardones (toma regulación de frecuencia en caso de ser requerido)
- Paso N°15: Recuperación de Consumos en área Cardones con el propósito de estabilizar la central Cardones sobre su mínimo técnico, se toma una carga de 33 MW en S/E Cardones 110 kV y 32 MW en Minera Candelaria. A partir de este paso se puede recuperar el Área Cardones ejecutando el Plan Área Diego de Almagro desde el punto 3.

Recuperación Área Diego de Almagro por corredor 500 KV

La siguiente propuesta tiene como objetivo contar con apoyo de recursos de compensación reactiva desde el área Diego de Almagro, que permitan continuar la energización del corredor de 500 kV hasta S/E Los Changos 500 kV sin problemas de sobretensión, para finalmente lograr suministrar energía al Norte Grande en S/E Kapatur 220 kV y/o S/E TEN 220 kV (suministro de SS/AA a CTM3 e IEM).

- Paso N°16: Energización Transformador N°1 500/220 kV en S/E Cumbre 500 kV y posterior energización de las barras 220 kV de la subestación.
- Paso N°17: Energización SVC Plus Diego de Almagro 220 KV
- Paso N°18: Energización en vacío circuito N°1 de la línea 2x500 kV Cumbre – Los Changos con ambos reactores de línea conectados, y la compensación serie desconectada (puenteada) en extremo Cumbre y Los Changos. Adicionalmente se

requiere previo al cierre tensión de 487 kV en S/E Cumbre con apoyo de recursos de control de reactivos en Área D. Almagro (SVC Plus de Diego de Almagro).

- Paso N°19: Energización S/E Los Changos 500 kV a través de circuito N°1 de la línea 2x500 kV Cumbre – Los Changos
- Paso N°20: Energización Transformador N°1 500/220 kV de S/E Los Changos en un tap que permita tener una tensión por el lado de 220 kV cercana a 220 kV.
- Paso N°21: Energización S/E Los Changos 220 kV y Circuito N°1 de la Línea Los Changos – Kapatur en vacío
- Paso N°22: Energización de S/E Kapatur 220 kV
- Paso N°23: Energización en vacío circuito N°1 Línea 2x200 kV Los Changos – TEN
- Paso N°24: Energización S/E TEN 220 KV
- Paso N°25: Energización SS/AA S/E TEN 220 kV

A continuación, se muestra un resumen del comportamiento de la tensión para las principales barras de interés, donde se identifica la tensión máxima y mínima registrada para el conjunto de pasos relacionados al plan propuesto.

Tabla 10 Registro de tensión máxima y mínima dentro del conjunto de pasos del plan propuesto

Subestación	Tensión Máxima	Estado de emergencia	Tensión Mínima	Estado de emergencia
S/E Polpaico 500 kV	508,77	Cumple	498,85	Cumple
S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV	499,75	Cumple	498,30	Cumple
S/E Nueva Maitencillo 500 kV	510,97	Cumple	493,14	Cumple
S/E Nueva Cardones 500kV	510,81	Cumple	480,99	Cumple
S/E Cumbre 500 kV	508,83	Cumple	487,27	Cumple
S/E Los Changos 220 kV	218,38	Cumple	217,81	Cumple
S/E Polpaico 220kV	230,00	Cumple	228,13	Cumple
S/E Nueva Cardones 220kV	223,21	Cumple	219,14	Cumple
S/E Cardones 220 kV	223,12	Cumple	219,20	Cumple
S/E Diego de Almagro 220 kV	214,01	Cumple	211,32	Cumple
S/E Cumbre 220 kV	222,67	Cumple	215,03	Cumple
S/E Kapatur 220 kV	218,68	Cumple	217,81	Cumple
S/E TEN 220 kV	218,71	Cumple	218,71	Cumple

6.1.2 Evaluación apoyo al Área Cordillera (Zona Norte Grande) desde las Áreas Diego de Almagro o Cardones.

La Segunda evaluación, considera la energización hasta la S/E Kapatur desde las áreas de Diego de Almagro o Cardones, por medio de la interconexión 500/220 kV, teniendo en cuenta la entrada en operación del proyecto NUP 2056 “Equipamiento de Vinculación de Islas Eléctricas ATR en S/E Nueva Cardones”, el cual consiste en la implementación de un relé de mando sincronizado para el cierre y apertura de los interruptores 220 kV y 500 kV del ATR N°2 500/220 kV de S/E Nueva Cardones, que permitirá reducir las corrientes de “Inrush” durante la energización en vacío del ATR N°2.

Actualmente existen 2 alternativas asociadas a proveer de energía al Área Cordillera (Zona Norte Grande) desde las Áreas Diego de Almagro o Cardones a través del transformador 500/220 kV N°2 en S/E Nueva Cardones, con apoyo de recursos locales, estos son:

- Alternativa 1: Contar con energía proveniente de una unidad de la central Tal-Tal y la Central Cardones
- Alternativa 2: Contar con Energía proveniente de dos unidades de la central Tal-Tal

Los pasos propuestos para este plan son los siguientes:

- Condición Inicial: Se cuenta con energía desde dos unidades de central Taltal y el equipo CER de Cardones. El Equipo CER de Cardones ajustará la tensión en torno a 224 kV.
- Paso N°1: Energización en vacío circuito N°1 o N°2 Línea 220 kV Cardones – Nueva Cardones
- Paso N°2: Energización barra 220 kV S/E Nueva Cardones
- Paso N°3 Energización del transformador N°2 500/220 kV desde la barra 220 kV, por medio del equipo de cierre sincronizado RPH3, y el cierre del interruptor de 500 kV, hasta la energización de la barra de 500 kV de S/E Nueva Cardones.
- Paso N°4: Con la tensión en torno a los 500 KV en S/E Nueva Cardones, se procede con la energización en vacío circuito N°1 o N°2 Línea 500 KV Nueva Cardones – Cumbre con ambos reactores de línea conectados, y la compensación serie desconectada (puenteada) en el extremo de S/E Cumbre.
- Paso N°5: Energización barra 500 kV S/E Cumbre

- Paso N°6: Conexión reactor de barra 500 kV en S/E Nueva Cardones y cambio de tap en Transformador N°2 500/220 kV Nueva Cardones en posición tap máximo
- Paso N°7: Con la tensión cercana a los 470 kV en S/E Nueva Cardones, se continúa con la energización en vacío circuito N°1 o N°2 Línea 500 kV Cumbre – Los Changos con ambos reactores de línea conectados y ambas compensaciones series desconectadas (puenteadas).
- Paso N°8: Energización barra 500 kV SE Los Changos
- Paso N°9: Energización transformador de 500/220 kV en S/E Changos por medio del interruptor de 500 kV que cuenta con sistema “Point On Wave” (RPH3)
- Paso N°10: Energización Transformador SE Los Changos lado 220 KV
- Paso N°11: Energización en vacío circuito N°1 o N°2 Línea 200 KV Los Changos – TEN
- Paso N°12: Energización barra 220 KV SE TEN
- Paso N°13: Energización SS/AA en S/E TEN (Centrales CTM3 e IEM)
- Paso N°14: Energización en vacío circuito N°1 o N°2 Línea 200 kV Los Changos – Kapatur
- Paso N°15: Energización barra 220 KV SE Kapatur

Tabla 6 Registro de tensión máxima y mínima dentro del conjunto de pasos del plan propuesto

Subestación	Tensión Máxima	Estado de emergencia	Tensión Mínima	Estado de emergencia
Cardones 110 kV	111,534	Cumple	108,341	Cumple
Cardones 220 kV	226,144	Cumple	219,745	Cumple
Nueva Cardones 220kV	226,43	Cumple	219,154	Cumple
Nueva Cardones 500kV	509,864	Cumple	464,339	Cumple
Cumbre 500 kV	512,548	Cumple	466,784	Cumple
Los Changos 220 kV	223,339	Cumple	220,924	Cumple
Los Changos 500 kV	522,586	Cumple	517,446	Cumple
TEN 220 kV	223,359	Cumple	220,855	Cumple
Kapatur 220 kV	221,136	Cumple	221,136	Cumple

Tabla 7 Registro de cargabilidad del CER Cardones

Equipo	Carga Máxima	Carga Mínima
CER Cardones	95,9%	1,65%

6.1.3 Evaluación Alternativa de Estrategia de Energización Área Itahue por medio de la Central Colbún a través de S/E Puente Negro

Esta evaluación considera la entrada en operación del proyecto “*Ampliación S/E Puente Negro*” identificado con el número NUP 1811, el cual consiste en la ampliación de dos diagonales en la S/E Puente Negro para realizar el seccionamiento de la línea 2x220 kV La Higuera – Tinguiririca y la entrada en operación del proyecto “*Conexión SE Tinguiririca 220 kV*” identificado con el número NUP 2012, correspondiente al cambio de tensión a 220 kV de la línea 2x154 kV La Higuera - Tinguiririca. Estos proyectos proveerán al Área Itahue de una nueva vinculación entre los sistemas de 220 kV y 154 kV, disponiendo de una alternativa para recuperar consumos de la zona, en su mayoría residenciales, que se encuentran alimentados desde el sistema de 154 kV. En la siguiente ilustración, se muestra la alternativa de recuperación, que permite la puesta en servicio de estos proyectos, al sistema de 154 kV a través del nuevo enlace 220 kV La Higuera - Puente Negro – Tinguiririca.

A continuación, se muestran los pasos propuestos para este plan, de acuerdo a lo definido en el Estudio PRS 2021.

- Condición Inicial: No se cuenta con energía por el corredor 500 kV, indisponibilidad del ATR 220/154/66 kV de S/E Itahue.
- Paso N°1: Se activa la partida autónoma a la Unidad N°1 de Central Colbún, se toma una carga de aproximadamente 45 MW en S/E Colbún 220 kV.
- Paso N°2: Energización en vacío de un circuito de la Línea 2x220 kV Colbún – Puente Negro con la compensación serie desconectada (puenteada).
- Paso N°3: Energización S/E Puente Negro 220 kV y Circuito N°1 de la Línea 2x220 kV Puente Negro – Tinguiririca en vacío
- Paso N°4: Energización de las barras 220 kV, Transformador 220/154/66 kV N°1 y de las barras 154 kV en S/E Tinguiririca, en vacío
- Paso N°5: Energización en vacío de un circuito de la Línea 2x154 kV Tinguiririca – Punta de Cortes – Alto Jahuel, se toma una carga aproximadamente de 40 MW asociada a consumos regulados de la zona.

- Paso N°6: Energización en vacío del Circuito N°1 de la Línea 2x220 kV Puente Negro – Candelaria, se energiza S/E Candelaria y se suministran 30 MW a los consumos esenciales de la Minera Codelco División El Teniente.
- Paso N°7: Energización en vacío del Circuito N°1 de la Línea 2x220 kV Candelaria – Maipo – Alto Jahuel, se energiza S/E Alto Jahuel 220kV junto con su ATR N°6 220/154/66 kV generando un segundo vínculo entre el sistema 154 kV y 220 kV.
- Paso N°8: Energización en vacío del Circuito N°2 de la Línea 2x154 kV Tinguiririca – Punta de Cortes – Alto Jahuel (desde S/E Alto Jahuel 154 kV), a medida que se va energizando se recuperan consumos regulados en la zona.
- Paso N°9: Se le suministra energía a los SS/AA de Central La Higuera y/o Confluencia para la sincronización de la o las centrales asignándole carga de acuerdo con disponibilidad de recursos para su generación. Para el caso de la evaluación se ha considerado disponibilidad de 2 unidades con 30 MW de generación cada una.
- Paso N°10: Energización en vacío del Circuito N°1 de la Línea 2x154 kV Tinguiririca – Itahue, se energiza S/E Itahue 154 kV y se continua con la recuperación de consumos del área, los cuales pueden llegar a un total de 300 MW aproximadamente.

Finalmente, para la recuperación de consumos en esta área se debe considerar:

- La capacidad de 300 MVA de los transformadores de S/E Alto Jahuel, Itahue, Tinguiririca y Santa Isabel.
- Los TTCC de los paños A1 y A2 de S/E Alto Jahuel que tienen una capacidad de 600 A, con protecciones que permiten sobrecargas admisibles de hasta un 120 % (192 MVA a 154 kV).
- Los TTCC de los paños A3 y A4 de S/E Itahue que tienen una capacidad de 600 A, con protecciones que permiten sobrecargas admisibles de hasta un 120 % (192 MVA a 154 kV).
- Los TTCC del paño A5 de S/E Itahue asociado a la LT 154 kV Itahue - Maule (160 MVA@154kV).

A continuación, se muestra un resumen del comportamiento de la tensión para las principales barras de interés, donde se identifica la tensión máxima y mínima registrada para el conjunto de pasos relacionados al plan propuesto.

Tabla 10 Registro de tensión máxima y mínima dentro del conjunto de pasos del plan propuesto

Subestación	Tensión Máxima	Estado de emergencia	Tensión Mínima	Estado de emergencia
S/E Colbún 220 kV	224,48	Cumple	217,88	Cumple
S/E La Higuera 220 kV	226,62	Cumple	217,92	Cumple
S/E Alto Jahuel 220 kV	231,56	Cumple	214,94	Cumple
S/E La Candelaria 220 kV	231,32	Cumple	215,57	Cumple
S/E Maipo 220 kV	231,56	Cumple	214,95	Cumple
S/E Tinguiririca 220kV	230,73	Cumple	216,15	Cumple
SE Puente Negro 220kV	230,56	Cumple	216,99	Cumple
S/E Fátima 154 kV	165,40	Cumple	153,10	Cumple
S/E Alto Jahuel 154 kV	165,69	Cumple	153,46	Cumple
S/E Paine 154 kV	162,68	Cumple	152,91	Cumple
S/E Pta de Cortes 154 kV	164,50	Cumple	152,71	Cumple
S/E Rancagua 154 kV	164,25	Cumple	152,40	Cumple
S/E Tilcoco 154 kV	164,39	Cumple	152,78	Cumple
S/E Tinguiririca 154 kV	164,04	Cumple	152,96	Cumple

6.2 Evaluaciones PRS 2022

De acuerdo con lo establecido en el Título 3-9 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC), a continuación, se presentan los resultados de evaluaciones realizadas a instalaciones que se prevé conectar en el horizonte de evaluación del estudio y que dada sus características modifican el PRS.

Al respecto, la primera evaluación, considera revisar la factibilidad de la estrategia de energización del área centro de la zona del norte grande, considerando la reubicación de conexiones desde S/E Crucero 220 kV a S/E Kimal 220 kV , conforme a lo estipulado en el NUP 234 “Ampliación S/E Kimal”

La Segunda evaluación, considera la revisión de la estrategia de energización del área Biobío ante la ampliación del patio de 66 kV en Subestación Ejercito bajo una configuración en doble barra que incluye la construcción de cuatro paños de línea para el seccionamiento de la línea 2x66 kV Concepción - Coronel.

La tercera evaluación, considera la propuesta de un nuevo plan en el área Biobío, el que consiste en realizar la recuperación del área sin el uso de centrales hidroeléctricas, esto con la finalidad de representar un escenario de sequía y utilizar las centrales térmicas con partida autónoma de la zona

6.2.1 Evaluación estrategia área Centro Norte Grande ante ampliación Kimal

Se estudia la factibilidad de aplicación del plan ante los cambios topológicos que producidos por la ampliación de S/E Kimal y la reubicación de paños desde S/E Crucero.

6.2.1.1 Antecedentes de nuevas obras.

En el Área centro de la zona del norte grande, se desarrolló el proyecto NUP 234 el que consiste en la ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero 220 kV para la reubicación a S/E Kimal 220 kV, junto con la extensión de la línea 2x220 kV Crucero – Lagunas

6.2.1.2 Impacto Ampliación S/E Kimal.

El proyecto modifica la ruta de energización asociada a los planes A,B y C del área centro de la zona norte grande repercutiendo topológicamente el enmallamiento de la zona, por lo cual resulta

necesario verificar que las principales barras del área cumplen con el estándar de tensión previsto para el estado de emergencia en la NTSyCS vigente.

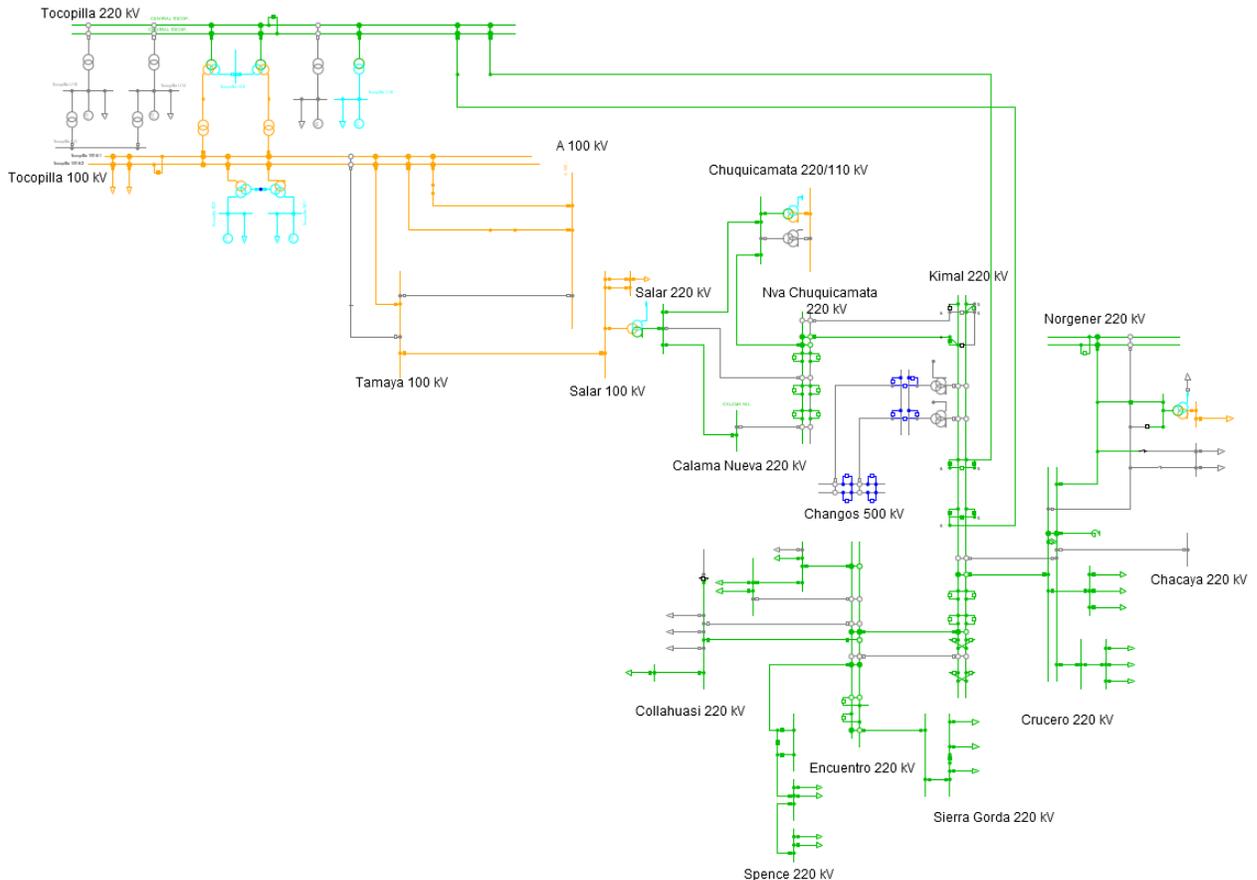


Ilustración 43 Área Centro Zona Norte Grande incluyendo el proyecto Ampliación Kimal

6.2.1.3 Verificación de la estrategia de energización

Para esta área se plantean tres planes de recuperación de servicio, que se originan desde tres posibles escenarios:

- Plan A: unidad generadora U16 disponible
- Plan B: U16 indisponible.
- Plan C: U16, TG1, TG2 y TG3 indisponibles.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Plan A Unidad generadora U16 Indisponible

1. Se deberá dar partida a las unidades TG de Central Tocopilla para los servicios auxiliares de Engie, Norgener y alimentar carga de CGE en S/E Tocopilla, siendo en total alrededor de 36 MW. Se deberá iniciar el proceso de partida de la unidad U16.
2. Se deberá energizar la S/E Salar desde Tocopilla 110 kV, por medio de la LT 110 kV Tocopilla – Tamaya – Salar, y se autorizará recuperar 15 MW de consumos en S/E Chuquicamata.
3. Posteriormente, se energizan las líneas de 220 kV Salar – Calama y se autorizará la normalización de 2 MW de consumos de CGE en S/E Calama.
4. Con a lo menos 2 TG en servicio en central Tocopilla se procederá a la energización de una segunda línea de 110 kV desde Tocopilla hasta la subestación A.
5. Se deberán cerrar los interruptores de las LT 220 kV Crucero – Kimal – Encuentro en S/E Crucero, S/E Kimal (Int. Central) y S/E Encuentro y se deberá cerrar el interruptor 220 kV en S/E Crucero correspondiente al reactor de barra. A continuación, se procederá con la energización de S/E Crucero desde S/E Tocopilla través del circuito 1 de LT 220 kV Kimal – Tocopilla (circuito al que esté conectado el Tap Off Loa) y de la LT 220 kV Kimal – Crucero; y de la S/E Encuentro desde S/E Tocopilla a través de S/E Kimal.
6. Posteriormente, se energizarán las líneas 220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata – Chuquicamata, línea 220 kV Kimal – Crucero – R. Tomic, línea 220 kV Crucero – Conchi – El Abra y se autorizará a tomar carga en las SS/EE R. Tomic (5 MW) y El Abra (5 MW).
7. Al ingresar al sistema la unidad U16, se deberá comprobar que se encuentre con suministro de servicios auxiliares la central Térmica Mejillones. En caso de que no cuente con energía para SSAA, se deberá energizar la línea 220 kV Chacaya – Crucero.
8. Se deberán cerrar las líneas 220 kV Encuentro – Sierra Gorda, 220 kV Norgener – Crucero, 220 kV Encuentro – Spence II, 220 kV Encuentro – M. Ministro Hales y se autorizará a tomar carga en las SS/EE Sierra Gorda (5 MW), Spence (5 MW) en M. Ministro Hales (5MW) y en los Tap Off La Cruz (1 MW) y Barriles (1 MW).
9. Se energizarán las líneas 220 kV Encuentro – Collahuasi y Collahuasi – Quebrada Blanca, autorizando recuperar 10 MW de carga en S/E Collahuasi. Si hay disponibilidad de energía solar, se energizará línea 220 kV Crucero- Kimal – María Elena – Frontera – San Simón – Tap Quillagua.

- Se energizarán las líneas 220 kV Tocopilla – Kimal (segundo circuito), 220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata – Salar y Salar – Chuquicamata.

A continuación, se muestra el comportamiento de la tensión para las principales barras del área centro, donde cada punto representa la tensión para cada maniobra realizada en cada paso de la estrategia de energización del plan propuesto.

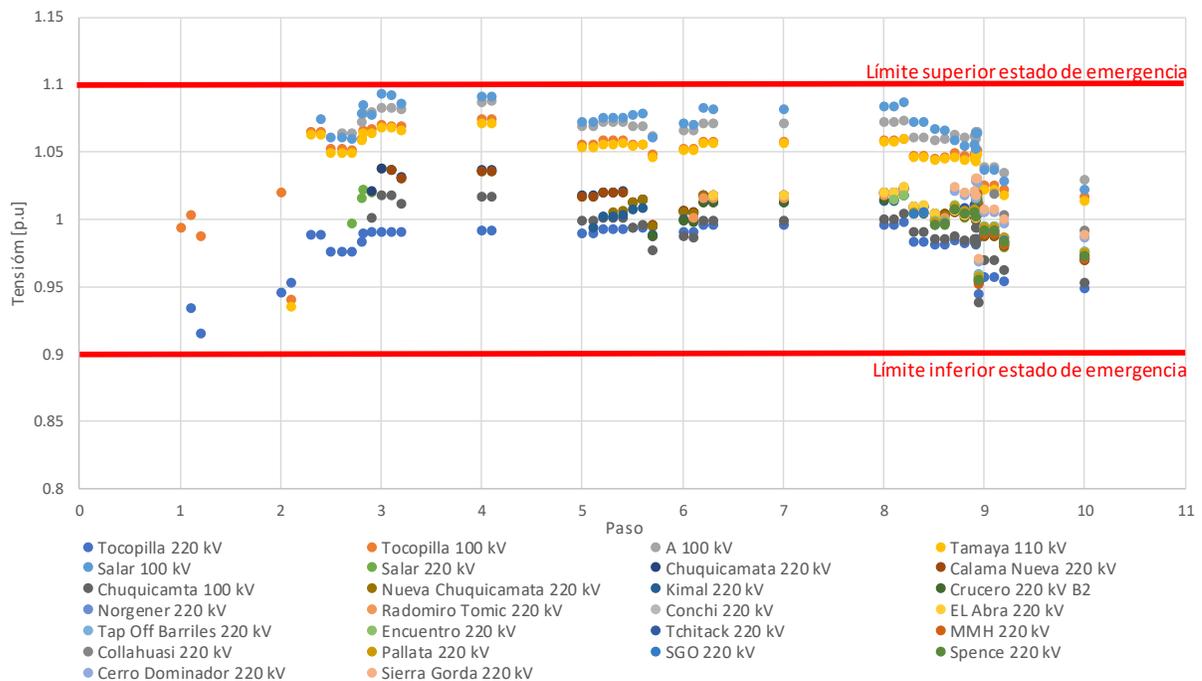


Ilustración 44 Registro tensión del plan A área centro norte grande

Del gráfico se concluye que las sobretensiones y subtensiones registradas para el plan A del área centro del norte grande se encuentran dentro del rango permitido para el estado de emergencia definido en la normativa vigente.

Plan B U16 Indisponible

- Se deberá dar arranque de unidades TG en Central Tocopilla para servicios auxiliares de Engie, Norgener y alimentar carga de CGE en S/E Tocopilla, con un total aproximado de 16 MW.
- Se deberá energizar la S/E Salar desde Tocopilla 110 kV, por medio de la línea 110 kV Tocopilla – Tamaya – Salar, y se autorizarán 15 MW de consumos en S/E Chuquicamata.

3. Posteriormente, se energizarán la línea de 220 kV Salar – Calama y se autorizará 2 MW de consumos a CGE en S/E Calama.
4. Con al menos 2 TG en servicio en central Tocopilla se procederá a la energización de una segunda línea de 110 kV desde Tocopilla hasta la subestación A.
5. Se deberán cerrar los interruptores de las LT 220 kV Crucero – Kimal – Encuentro en S/E Crucero, S/E Kimal (Interruptor Central) y S/E Encuentro y se deberá cerrar el interruptor 220 kV en S/E Crucero correspondiente al reactor de barra.
A continuación, se procederá con la energización de S/E Crucero desde S/E Tocopilla través de 1 circuito de la línea 220 kV Tocopilla – Kimal (circuito al que esté conectado el Tap Off Loa) y de la S/E Encuentro desde S/E Tocopilla a través de S/E Kimal.
6. Posteriormente, se energizarán las líneas 220 kV Crucero – Kimal – Nueva Chuquicamata – Chuquicamata, la línea 220 kV Crucero – R. Tomic, línea 220 kV Crucero – Conchi – El Abra y se autorizará a recuperar carga en las SS/EE R. Tomic (5 MW) y El Abra (5 MW).
 - El Área Centro quedará a la espera de la entrada de una unidad de carbón en Tocopilla o a la interconexión con las zonas más al sur o con el Área Cordillera.
7. Si entra en servicio una unidad de carbón en C. Tocopilla, se deberá verificar el suministro de servicios auxiliares a la Central Térmica Mejillones. En el caso que esta aún no cuente con energía para SSAA, se deberá energizar la línea 220 kV Chacaya – Crucero. Si hay disponibilidad de energía solar, se energizará línea 220 kV Kimal – María Elena – Frontera – San Simón.
8. Luego, se procederá a cerrar las líneas 220 kV Encuentro – Sierra Gorda, Norgener – Crucero, Encuentro – Spence, Encuentro – M. Ministro Hales y se autorizará a tomar carga en las SS/EE Sierra Gorda (5 MW), Spence (5 MW), en M. Ministro Hales (5MW) y en los Tap Off La Cruz (1 MW) y Barriles (1 MW).
9. Se deberán energizar las líneas 220 kV Encuentro – Collahuasi y Collahuasi – Quebrada Blanca, autorizando a tomar una carga de 10 MW en S/E Collahuasi. Si hay disponibilidad de energía solar, se energizará línea 220 kV Kimal – María Elena – Frontera – San Simón – Tap Quillagua.
10. Posteriormente, se energizarán las líneas 220 kV Tocopilla – Kimal (segundo circuito), Kimal – Nueva Chuquicamata – Salar y Salar – Chuquicamata.

A continuación, se muestra el comportamiento de la tensión para las principales barras del área centro, donde cada punto representa la tensión para cada maniobra realizada en cada paso de la estrategia de energización del plan propuesto.

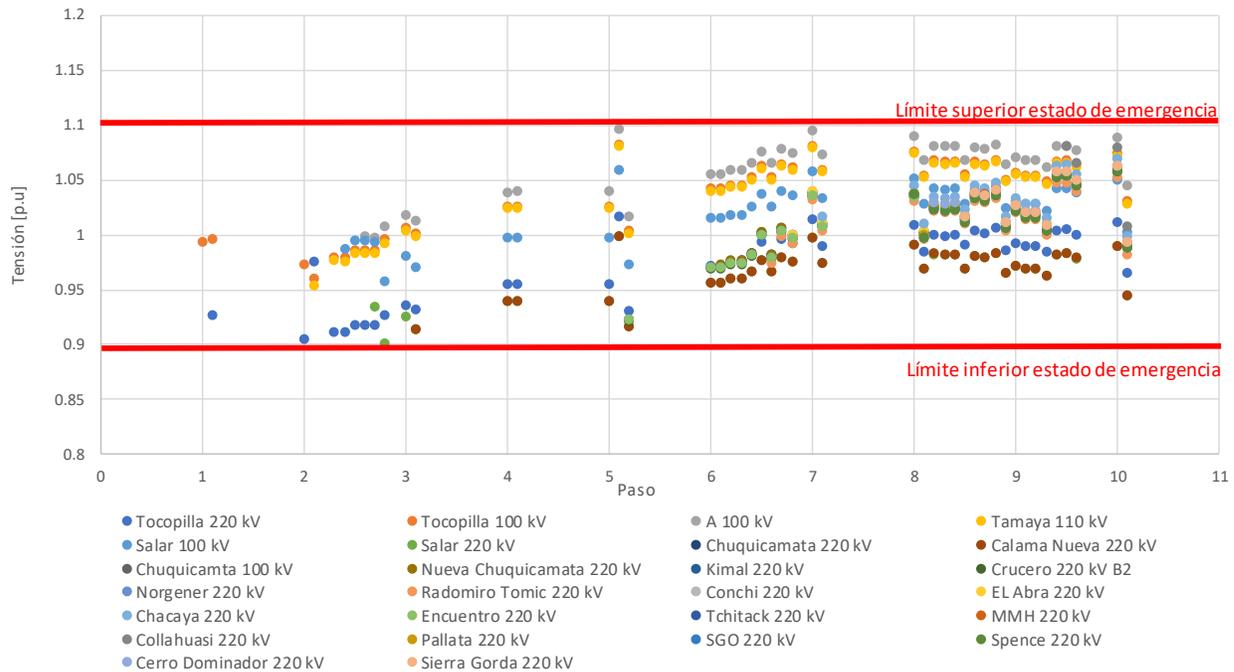


Ilustración 45 Registro tensión del plan B área centro norte grande

Del gráfico se concluye que las sobretensiones y subtensiones registradas para el plan B del área centro del norte grande se encuentran dentro del rango permitido para el estado de emergencia definido en la normativa vigente.

Plan C U16, TG1, TG2 y TG3 indisponibles.

1. El CDC se coordinará con el CC de Transelec para la energización de uno de los circuitos de la línea de 500 kV Changos – Kimal y las barras de 500 kV N°1 y N°2 en S/E Kimal. Luego, autorizará la energización de un transformador de 500/220 kV por medio del interruptor de 500 kV que cuenta con “Point on Wave” (RPH3), y el cierre del interruptor 220 kV del transformador. Finalmente coordinará con el CC de STN la energización de una diagonal de 220 kV en la S/E.
2. El CC Engie, se coordinará con el CC de STN, para el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Kimal – Crucero 1 o 2, con la barra de 220 kV de S/E Crucero energizada, y

conforme a la potencia disponible, el CC Engie coordinará el suministro eléctrico a los consumos considerados del Área Centro.

3. En el siguiente orden se energizarán las líneas 220 kV Tocopilla – Kimal, 220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata – Salar, línea 220 kV Salar - Calama y línea 220 kV Salar – Chuquicamata.
4. Posteriormente se procede a dar SS/AA a la C. Tocopilla, C. Norgener y alimentar carga de CGE en S/E Tocopilla. Luego, se autorizará la normalización de consumos de la empresa CGE en la ciudad de Calama.
5. Se energizarán las líneas 220 kV Crucero – R. Tomic, línea 220 kV Crucero – Conchi – El Abra y se autorizará a tomar carga en las SS/EE R. Tomic (5 MW), El Abra (5 MW) y se autorizará la normalización de consumos (15 MW) desde las SS/EE Salar y Chuquicamata
6. Se deberá comprobar que se encuentre con suministro de SS/AA la central Térmica Mejillones. En caso de que no cuente con energía para SS/AA, se deberá energizar la línea 220 kV Chacaya – Crucero.
7. Con las SS/EE Crucero y Kimal energizadas, se procede a energizar la S/E Encuentro mediante la línea 220 kV Encuentro – Kimal N°1 o N°2. Conforme a la disponibilidad de potencia, se deberán cerrar las líneas 220 kV Encuentro – Cerro Dominador – Sierra Gorda, Norgener – Crucero, Encuentro – Spence, Encuentro – M. Ministro Hales y se autorizará a tomar carga en las SS/EE Sierra Gorda (5 MW), Spence (5 MW), en M. Ministro Hales (5MW) y en los Tap Off La Cruz (1 MW) y Barriles (1 MW).
8. Se energizarán las líneas 220 kV Encuentro – Collahuasi y Collahuasi – Quebrada Blanca, autorizando a tomar 10 MW de carga en S/E Collahuasi. Si hay disponibilidad de energía solar, se energizará línea 220 kV Crucero -Kimal– María Elena – Frontera – San Simón – Tap Quillagua.

El Área Centro quedará en espera de la disponibilidad de potencia de la Zona Norte Chico y/o Zona Norte Grande con las Áreas Cordillera, O'Higgins-Capricornio para interconexión y abastecimiento total de energía con las Áreas Arica, Iquique y Tarapacá.

A continuación, se muestra el comportamiento de la tensión para las principales barras del área centro, donde cada punto representa la tensión para cada maniobra realizada en cada paso de la estrategia de energización del plan propuesto.

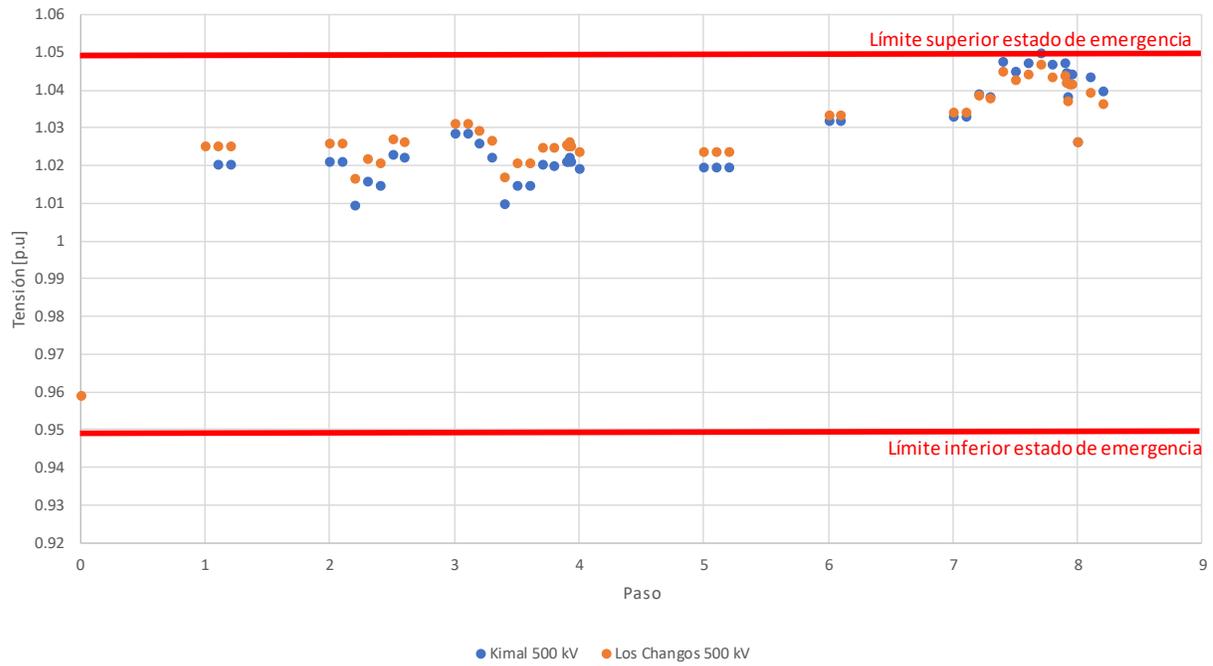


Ilustración 46 Registro tensión del plan C área centro norte grande para barras de 500 kV

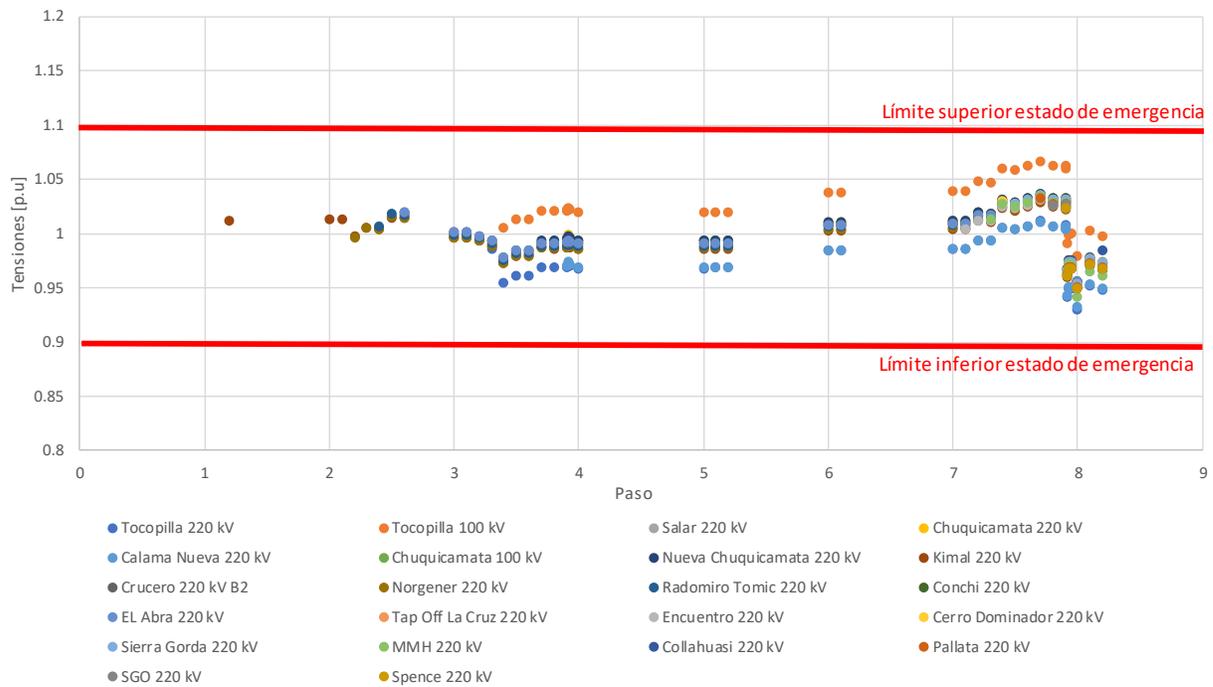


Ilustración 47 Registro tensión del plan C área centro norte grande para barras de 220 kV y 110 kV

Del gráfico se concluye que las sobretensiones y subtensiones registradas para el plan C del área centro del norte grande se encuentran dentro del rango permitido para el estado de emergencia definido en la normativa vigente.

6.2.2 Evaluación estrategia área Biobío ante ampliación S/E Ejercito

Se estudia la factibilidad de aplicación del plan ante los cambios topológicos que producidos por la ampliación de S/E Ejercito 66 kV.

6.2.2.1 Antecedentes de nuevas obras.

El NUP 912 consiste en la ampliación del patio de 66kV, con una configuración de doble barra diseñada en tecnología GIS. Se contruyen cuatro paños de línea para el seccionamiento de la línea 2x66kV Concepción - Coronel, un paño para la interconexión con la barra de 66kV existente, dos paños para los equipos de transformación de la subestación, un paño acoplador de barra. En cuanto a la barra existente de 66kV, se contemplarán los paños de las líneas 1x66kV Alonso de Ribera – Ejército y 1x66kV Colo Colo – Ejército, reutilizando el equipamiento primario existente en el patio actual.

6.2.2.2 Impacto Ampliación S/E Ejercito 66 kV.

El proyecto modifica la ruta de energización asociada al Plan del área Biobío de la zona Sur, pues repercute en el enmallamiento de la zona, por lo cual resulta necesario verificar que las principales

6.2.2.3 Verificación de la estrategia de energización

El objetivo de esta área es la recuperación del suministro eléctrico de la capital regional Concepción.

Las Centrales que cuentan con capacidad de partida autónoma en el área son:

- El Toro
- Ralco
- Yungay
- Coronel

El CC designado como COR en esta área es el CC de Transelec.

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

1. El CC Transelec coordinará la aplicación de los Planes de Recuperación de Servicio en forma descentralizada despejando las barras de 500 y 220 kV de S/E Charrúa. Para dar comienzo a este plan el CC podrá realizar al menos una de estas acciones:
 - Se coordinará con el complejo del Laja para la entrada en servicio de las centrales Antuco y El Toro y con la central Ralco para el ingreso de las centrales Ralco, Palmucho y Pangué, por medio de las líneas de 220 kV El Toro – Antuco, 220 kV Antuco – Pangué – Charrúa 3 y 220 kV Ralco – Charrúa 1 o 2 (privilegiar el segundo circuito para alimentar directamente los SS/AA de Central Palmucho).
 - Para el ingreso de las centrales El Toro, Antuco y Pangué, el CC Transelec procederá al cierre (si es que la barra de Charrúa no está energizada) o sincronización de la línea 220 kV Antuco – Pangué – Charrúa 3 en la S/E Charrúa.
2. Si se utiliza la estrategia de energización con la Central Ralco, el CC de Transelec se coordinará con el operador del Control Room de Enel Generación para la entrada en servicio o sincronización de la central en la S/E Charrúa por medio de la línea de 220 kV Ralco – Charrúa circuitos 1 o 2.
 - Se debe tener en consideración para la recuperación de servicio que la central Ralco regula frecuencia con una cota superior a la 700 m.s.n.m., bajo esta cota, entrará al servicio como una central de apoyo con cargas establecidas por el CDC.

- Se coordinará con el operador de la central Ralco para que la central Pangué sincronice en la central, cuando la línea 220 kV Antuco – Pangué – Charrúa 3 esté energizada.
- 3. Una vez energizada la barra de 220 kV de la S/E Charrúa, el CC Transelec procederá a alimentar las barras de 154 y 66 kV, por medio de los transformadores de 225/161/13,2 kV, 390 MVA y 154/69/13,8 kV, 75 MVA.
Al energizarse la barra de 154 kV de S/E Charrúa, conjuntamente se normalizará la totalidad de los consumos servidos de las líneas de 154 kV Charrúa – Parral, 154 kV Charrúa – Chillán y 154 kV Charrúa – Los Ángeles.
- 4. Con tensión en la barra de 66 kV de la S/E Charrúa, el CC Transelec normalizará la totalidad de los consumos asociados a la barra en comento.
- 5. Seguidamente el CC Transelec cerrará las líneas de 220 kV El Toro – Antuco 2 y 220 kV Antuco – Charrúa 2, cuando la transferencia por cada una de éstas supere los 200 MW.
- 6. Una vez que la central Pangué llegue a generar 100 MW y si los niveles de tensión lo permiten, el CC Transelec cerrará la línea de 220 kV Pangué – Charrúa.
Además, el CC Transelec se coordinará con el operador de la central Rucúe para que cierre en la S/E Charrúa la línea de 220 kV Charrúa – Rucúe circuito 1 y posteriormente sincronice la central Rucúe en S/E Rucúe.
- 7. El operador de la central Rucúe se coordinará con el CC Transelec para cerrar la línea de 220 kV Charrúa – Quilleco – Rucúe circuito 2, para el aporte de energía de la central Quilleco, y posteriormente sincronizar las unidades de la central Quilleco.
En operador del CC Llaima Energía (centrales Mampil y Peuchén), se deberá coordinar con el operador de la central Rucúe para energizar la línea de 220 kV Mampil – Rucúe por medio del interruptor 52J3 en S/E Rucúe y posteriormente la sincronización de las centrales Mampil y Peuchén en S/E Mampil por medio de la línea de 220 kV Mampil – Rucúe.
- 8. El CDC se coordinará con el CC de Colbún para el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Charrúa – Santa María y le informará en qué condición de operación deberá quedar la central.
- 9. El CC Transelec se coordinará con el operador de la central Los Pinos para el cierre de la línea de 220 kV Charrúa – Los Pinos para proveer de SS/AA a la central.

10. El CC Transelec cerrará la línea de 154 kV Charrúa – Yungay para proveer de SS/AA a la central Yungay, el CC de Cardones se comunicará con el CDC para ver en qué condición deberá quedar la central.
 - El área de Concepción se recuperará prioritariamente por medio de las líneas de 220 kV Charrúa – Concepción, 220 kV Charrúa – Hualpén y por medio de la línea de 154 kV Charrúa – Concepción, teniendo presente que la transferencia máxima por las líneas de 220 kV estará supeditada a la capacidad de transformación de 220/154 kV de las SS/EE Concepción y Hualpén y que corresponde a 260 y 300 MVA respectivamente.
11. El CC Transelec cerrará la línea de 220 kV Charrúa – Concepción, con esto se energizará en la S/E Concepción las barras de 154, 66 y 13.8 kV, los transformadores de 154/66/13.8 kV y la línea de 154 kV Concepción – Alonso de Ribera. En la S/E Alonso de Ribera las barras de 154 y 66 kV, los transformadores 1 y 2 de 154/66 kV y las líneas de 66 kV Alonso de Ribera – Colo-Colo, 66 kV Alonso de Ribera – Ejército, 66 kV Alonso de Ribera – Chiguayante, 66 kV Alonso de Ribera – Penco, 66 kV Penco - Lirquén y las SS/EE Colo-Colo, Ejército, Chiguayante, Penco, Indura y Lirquén y en forma radial las líneas de 66 kV Concepción – Ejército – Coronel circuitos 1 y 2.
12. Al contar con disponibilidad de potencia, el CC Transelec cerrará la línea de 154 kV Concepción – San Vicente 1, con esto se energizará en la S/E San Vicente la barra de 154 kV, el transformador N°2 de 154/13.8 kV, la línea de 154 kV San Vicente – Talcahuano; en la S/E Talcahuano los transformadores 1, 3 y 4, la barra de 66 kV, las líneas de 66 kV Talcahuano – Perales, 66 kV Talcahuano – Latorre 1 y 2, 66 kV Latorre – Tumbes, 66 kV Alonso de Ribera – Perales y las SS/EE Latorre, Tumbes y Perales.
13. Si los niveles de tensión estén dentro de la NT, el CC Transelec cerrará la línea de 220 kV Charrúa – Hualpén, con esto se energizará el transformador de 220/154 kV, la barra de 154 kV y la línea de 154 kV Hualpén – Petropower.
14. Seguidamente, el CC Transelec cerrará la línea de 154 kV Hualpén – San Vicente 2 y conforme a la disponibilidad de potencia cerrará la línea de 220 kV Hualpén – Lagunillas, el transformador de 220/154 kV de S/E Lagunillas, la línea de 220 kV Charrúa – Lagunillas y la línea de 154 kV Lagunillas – Coronel – Bocamina, con esto se energizará en la S/E Coronel las barras de 154, 66 y 15 kV, los transformadores 1, 2, 3, 4, 5 y 6, y las líneas de 66 kV Coronel – Horcones 1 y 2, 66 kV Coronel – Arenas Blancas, 66kV Arenas

Blancas – Puchoco, 66 kV Arenas Blancas – Escuadrón y las SS/EE Arenas Blancas, Puchoco, Polpaico, Newen, Escuadrón, Colcura, El Manco, Lota, Horcones, Carampangue, Curanilahue, Tres Pinos, Cañete y Lebu, con esto se recuperarán completamente los consumos de la S/E Coronel.

- Posteriormente, el CC de CGE cerrará en S/E Coronel los interruptores de la línea de 66 kV Concepción – Ejército – Coronel.

15. El CDC se coordinará con los CC de STS y Arauco para la sincronización de las centrales Coronel, Masisa y Arauco.

- El CDC se coordinará con el CC de Petropower para la sincronización de la central en la S/E Hualpén.
- Además, el CDC le informará al CC de Enel Generación en qué condición de operación quedará la central Bocamina II.

16. Si los niveles de tensión están dentro de la NT, el CC Transelec cerrará las líneas de 154 kV Charrúa – Concepción, 154 kV Concepción – San Vicente 2, 154 kV San Vicente – Hualpén 1 y normalizará los consumos de las Petroquímicas servidos de la S/E San Vicente.

17. El CDC le solicitará al CC de Cardones la partida autónoma de la central Yungay, sólo si las demás alternativas de partida autónoma del área Biobío se encuentran indisponibles. Una vez en servicio una unidad, el CC de Cardones le informará al CDC la potencia disponible y el mínimo técnico, para el proceso de recuperación de algunos consumos los que se asignarán preferentemente a la S/E Los Ángeles, en todo caso el CDC deberá tener en consideración, que a la unidad que se encuentre en servicio, se le deberá asignar una carga superior al mínimo técnico, en un período máximo de 5 minutos.

A continuación, se muestra el comportamiento de la tensión para las principales barras del área centro, donde cada punto representa la tensión para cada maniobra realizada en cada paso de la estrategia de energización del plan propuesto.

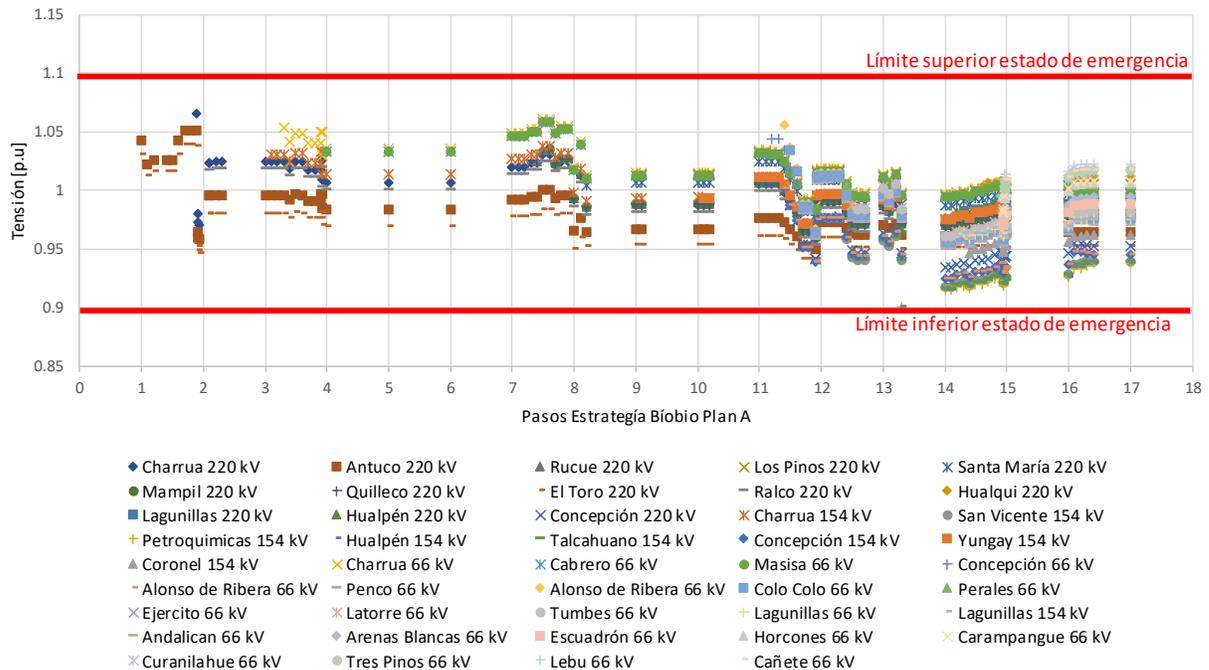


Ilustración 49 Registro tensión estrategia área Biobío

Del gráfico se concluye que las sobretensiones y subteniones registradas para el plan del Área Biobío de la Zona Sur se encuentran dentro del rango permitido para el estado de emergencia definido en la normativa vigente.

6.2.3 Propuesta estrategia área Biobío ante escenario de sequía

Se estudia una alternativa para el área Biobío en la que la recuperación del área no implique la utilización de centrales hidroeléctricas, de modo de definir una alternativa ante escenarios de sequía lo que se justifica por la crisis de disponibilidad hídrica en la que se encuentra el país.

6.2.3.1 Impacto del escenario de sequía en el área Biobío.

El impacto del escenario de sequía en la recuperación del área implica necesariamente la utilización de las centrales térmicas de la zona y principalmente las que cuentan con partida autónoma. En la siguiente ilustración se muestran las centrales térmicas disponibles:

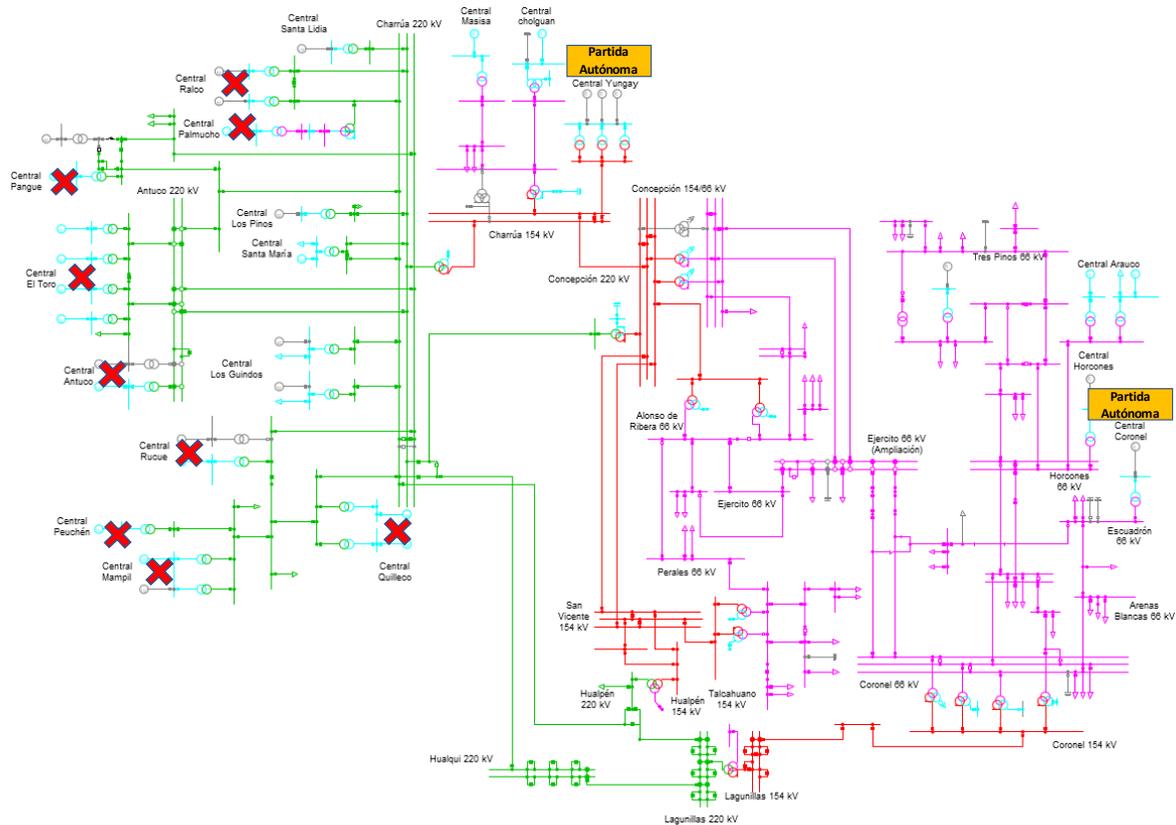


Ilustración 50 Área Biobío Zona Sur con indisponibilidad de centrales hidroeléctricas

6.2.3.2 Plan Propuesto área Biobío (plan b)

A continuación, se muestran los pasos relacionados a la estrategia de energización del área Biobío ante un escenario de sequía.

1. Se le da partida autónoma a la unidad 1 de las Central Yungay, se energiza la línea 154 kV Yungay – Charrúa , 154 Charrúa – Los Ángeles y se energizan las barras de 154 kV y 66 kV de S/E Los Ángeles, Duqueco 66 kV y Manso Velasco 66 kV, recuperando un total de 30 MW (Se debe tener en cuenta que a la unidad de Central Yungay se le deberá asignar una carga superior al mínimo técnico en un periodo máximo de 5 minutos, Mínimo Técnico informado en la plataforma de información técnica 25 MW)
2. Se energiza el ATR Charrúa 220/154/13.2 de Subestación Charrúa, con ellos se energiza la Barra de 220 kV de esta subestación, posteriormente se energizan las líneas 220 kV Charrúa - Los Pinos y 220 kV Charrúa - Los Guindos y se le suministra SS/AA a la Central Térmica los Pinos y Los Guindos.
3. El COR Transelec cerrará la línea de 220 kV Charrúa – Concepción, con esto se energizará en la S/E Concepción las barras de 154, 66 y 13.8 kV, los transformadores de 154/66/13.8 kV y la línea de 154 kV Concepción – Alonso de Ribera. En la S/E Alonso de Ribera las barras de 154 y 66 kV, los transformadores 1 y 2 de 154/66 kV y las líneas de 66 kV Alonso de Ribera – Colo-Colo, 66 kV Alonso de Ribera – Ejército, 66 kV Alonso de Ribera – Chiguayante, 66 kV Alonso de Ribera – Penco, 66 kV Penco - Lirquén y las SS/EE Colo- Colo, Ejército, Chiguayante, Penco, Indura y Lirquén y en forma radial las líneas de 66 kV Concepción – Ejército circuitos 1 y 2.
4. Al contar con disponibilidad de potencia, el COR Transelec cerrará la línea de 154 kV Concepción – San Vicente 1, con esto se energizará en la S/E San Vicente la barra de 154 kV, el transformador N°2 de 154/13.8 kV, la línea de 154 kV San Vicente – Talcahuano; en la S/E Talcahuano los transformadores 1, 3 y 4, la barra de 66 kV, las líneas de 66 kV Talcahuano – Perales, 66 kV Talcahuano – Latorre 1 y 2, 66 kV Latorre – Tumbes, 66 kV Alonso de Ribera – Perales y las SS/EE Latorre, Tumbes y Perales.
5. De forma paralela a la acción de la partida autónoma de central Yungay se le da partida autónoma a la Central Coronel, se energiza las líneas 66 kV Arenas Blancas – Escuadrón, 66 kV Coronel – Arenas Blancas, 66 kV Coronel – Horcones 1 y 2, 66kV Arenas Blancas – Puchoco, y las SS/EE Arenas Blancas, Puchoco, Polpaico, Newen, Escuadrón, Colcura,

El Manco, Lota, Horcones, Carampangue, Curanilahue, Tres Pinos, Cañete y Lebu, con esto se recuperarán los consumos de la S/E Coronel dependiendo de la potencia disponible de la Central.

6. Se energiza la línea 66 kV Ejército – Coronel y se sincronizan el sistema de la central Yungay y el sistema de la central coronel mediante los interruptores B8 y B9 de S/E Coronel. Se le otorga la regulación del sistema resultante a la central Yungay.
7. Seguidamente, el COR Transelec cerrará la línea de 154 kV Hualpén – San Vicente 2 y conforme a la disponibilidad de potencia cerrará la línea de 220 kV Charrúa –Hualqui -Lagunillas y la línea de 154 kV Lagunillas – Coronel – Bocamina, con esto se energizará en la S/E Coronel las barras de 154, 66 y 15 kV, los transformadores 1, 2, 3, 4, 5 y 6,
8. Si los niveles de tensión están dentro de la NT, el COR Transelec cerrará las líneas de 154 kV Charrúa – Concepción, 154 kV Concepción – San Vicente 2 y normalizará los consumos de las Petroquímicas servidos de la S/E San Vicente.

A continuación, se muestra el comportamiento de la tensión para las principales barras del área Biobío, donde cada punto representa la tensión para cada maniobra realizada en cada paso de la estrategia de energización del plan propuesto.

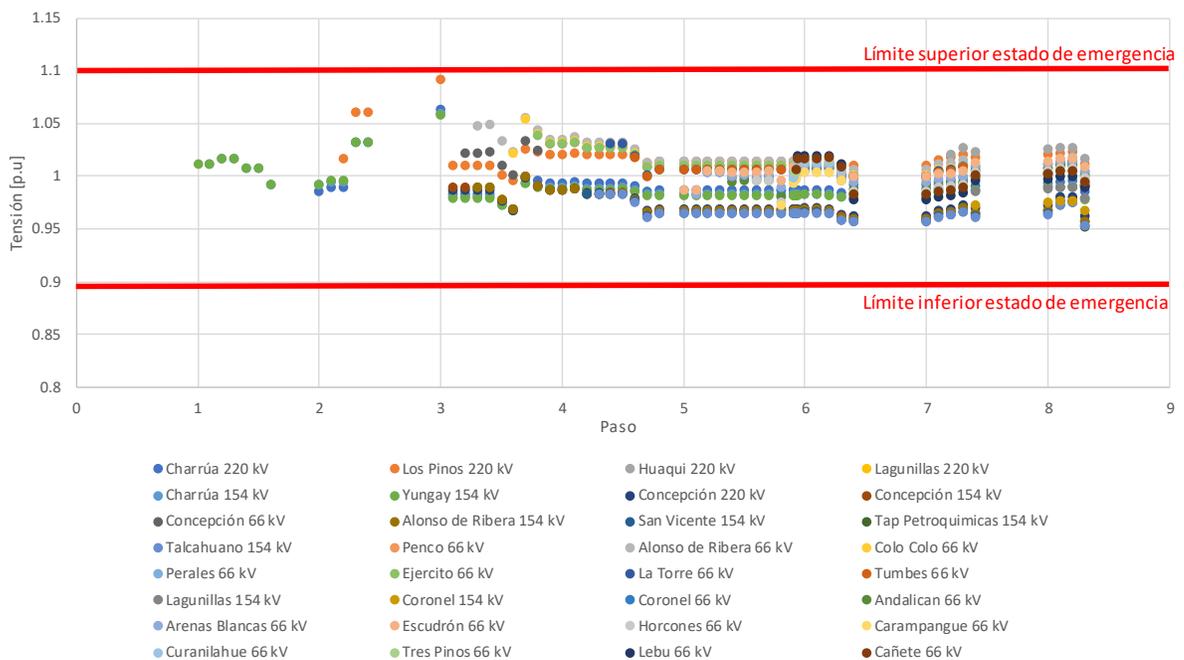


Ilustración 51 Registro tensión de energización del área Biobío ante un escenario de sequía

Del gráfico se concluye que las sobretensiones y subtensiones registradas para el plan del Área Biobío de la Zona Sur ante un escenario de sequía se encuentran dentro del rango permitido para el estado de emergencia definido en la normativa vigente.

A continuación, se muestran el comportamiento de la potencia activa de las centrales con partida autónoma que participan de la estrategia de energización

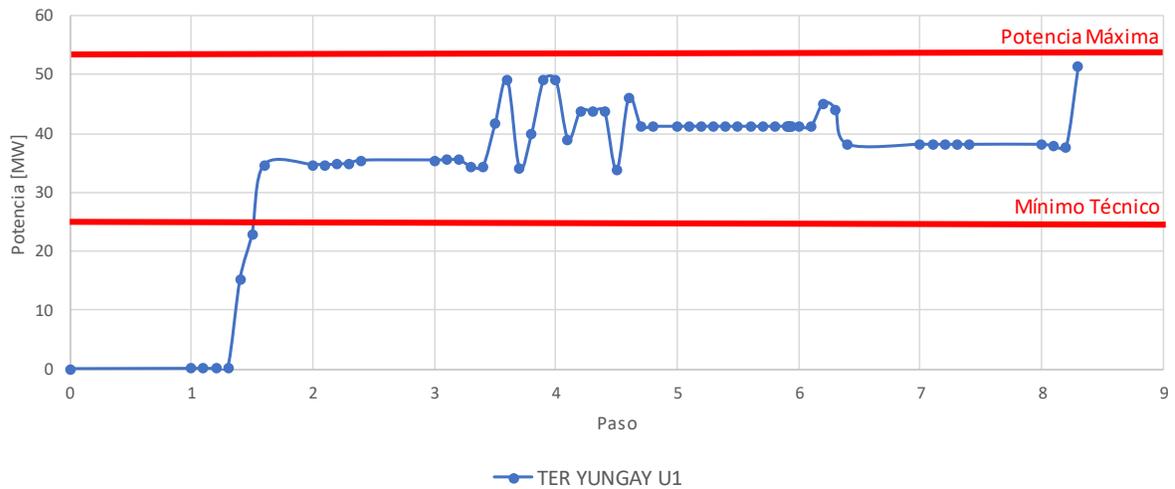


Ilustración 52 Comportamiento Potencia Central Yungay U1

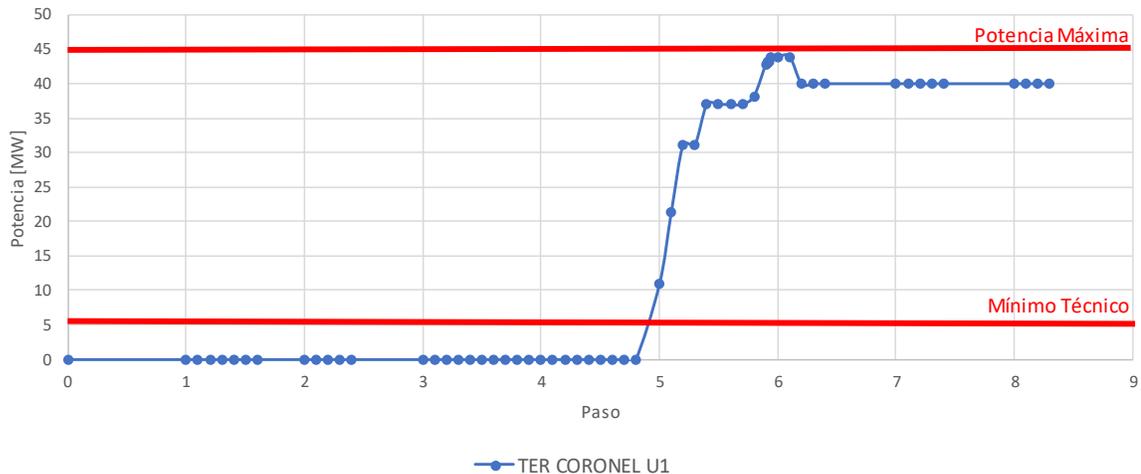


Ilustración 53 Comportamiento Potencia Central Coronel U1

6.2.2 Evaluación de impacto de S/E La Pólvora en las estrategias de área Quinta Costa

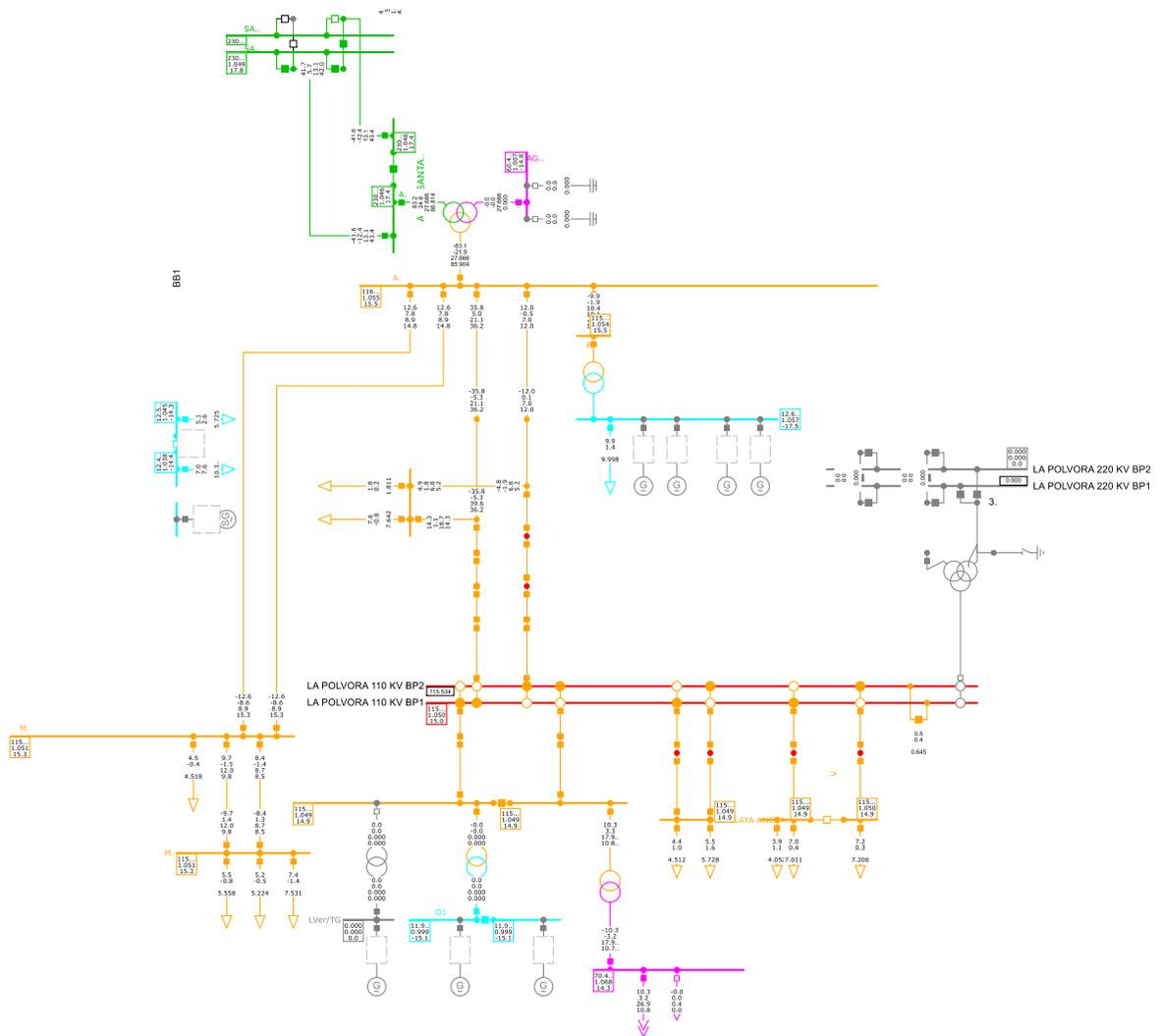
Se estudia el impacto de las estrategias de recuperación considerando S/E La Pólvora en servicio, en particular para restablecer el servicio en SSEE Valparaíso, Placeres y Playa Ancha y continuar la normalización hacia Casablanca.

6.2.2.1 Antecedentes de nuevas obras.

Consiste en el seccionamiento del doble circuito 110kV Agua Santa – Laguna Verde que implicará la conexión directa de las S/E Placeres y Valparaíso a S/E La Pólvora 110kV.

6.2.2.2 Impacto de S/E La Pólvora en el PRS

El proyecto modifica la ruta de energización asociados a los planes A, B, C y D del área Quinta Costa de la Zona Quinta, por lo que resulta necesario verificar que las barras del área cumplen con los estándares de tensión para el estado de emergencia de acuerdo con la NT SyCS.



6.2.2.3 Verificación de la estrategia de energización

Para esta área se plantean cuatro estrategias posibles para la recuperación de servicio:

- Plan A: Por medio de la línea de 110 kV Quillota – San Pedro
- Plan B: Por medio de la línea de 220 kV San Luis – Agua Santa
- Plan C: Por medio de la línea de 220 kV Nogales – Ventanas
- Plan D: Por medio de las líneas de 110 kV Cerro Navia – Las Vegas y 110 kV Las Vegas – San Pedro

Las estrategias de recuperación del suministro eléctrico en esta área se describen a continuación:

Plan A Por medio de la línea de 110 kV Quillota – San Pedro

1. Desde la barra de 110 kV de la S/E Quillota se energizarán los consumos de Marbella y Casas Viejas en coordinación con el CC de CGE.
2. Se cierra la línea 110 kV Quillota – San Pedro, energizando la S/E San Pedro y la línea 110 kV San Pedro – Las Vegas junto con la S/E Las Vegas para darle partida a la central Los Vientos.
3. Se energiza la línea 110 kV San Pedro – Ventanas 1 o 2 para llegar a la S/E Ventanas y alimentar los SSAA de la Central Ventanas II, junto con el cierre de la línea 110 kV Ventanas – Torquemada 1 o 2 se autoriza la recuperación de los consumos de las SS/EE Concón, Reñaca y Bosquemar, junto con los SSAA de la central Colmito.
4. A continuación, se energiza la línea 110 kV Torquemada – Miraflores y 110 kV Miraflores – San Pedro y se autoriza la recuperación de los consumos pertenecientes a las SS/EE Peñablanca, Quilpué y El Sol de Merval. Adicionalmente, se energiza la línea 110 kV Miraflores – Marga Marga y se autoriza la recuperación de los consumos de S/E Marga Marga.
5. Se energiza un circuito de la línea 110 kV Miraflores – Agua Santa para dar energía a los SSAA del PMG Placilla, además se energizará un circuito de la línea 110 kV Agua Santa – La Pólvora para realizar la recuperación de los consumos de las SS/EE Valparaíso, Placeres y Playa Ancha. Luego se procederá a cerrar la línea 110 kV La Pólvora – Laguna Verde para energizar el lado 66 kV de Laguna Verde y recuperar consumos en S/E Casablanca.
6. Se cerrará un circuito de la línea 110 kV Las Vegas – Cerro Navia, energizando Tap Punta Peuco y la S/E Loma Los Colorados para energizar los SSAA de la central Loma Los Colorados y recuperar los consumos de las SS/EE Polpaico y Batuco. Si se cuenta con disponibilidad solar, se le dará ingreso a la central Santiago Solar.

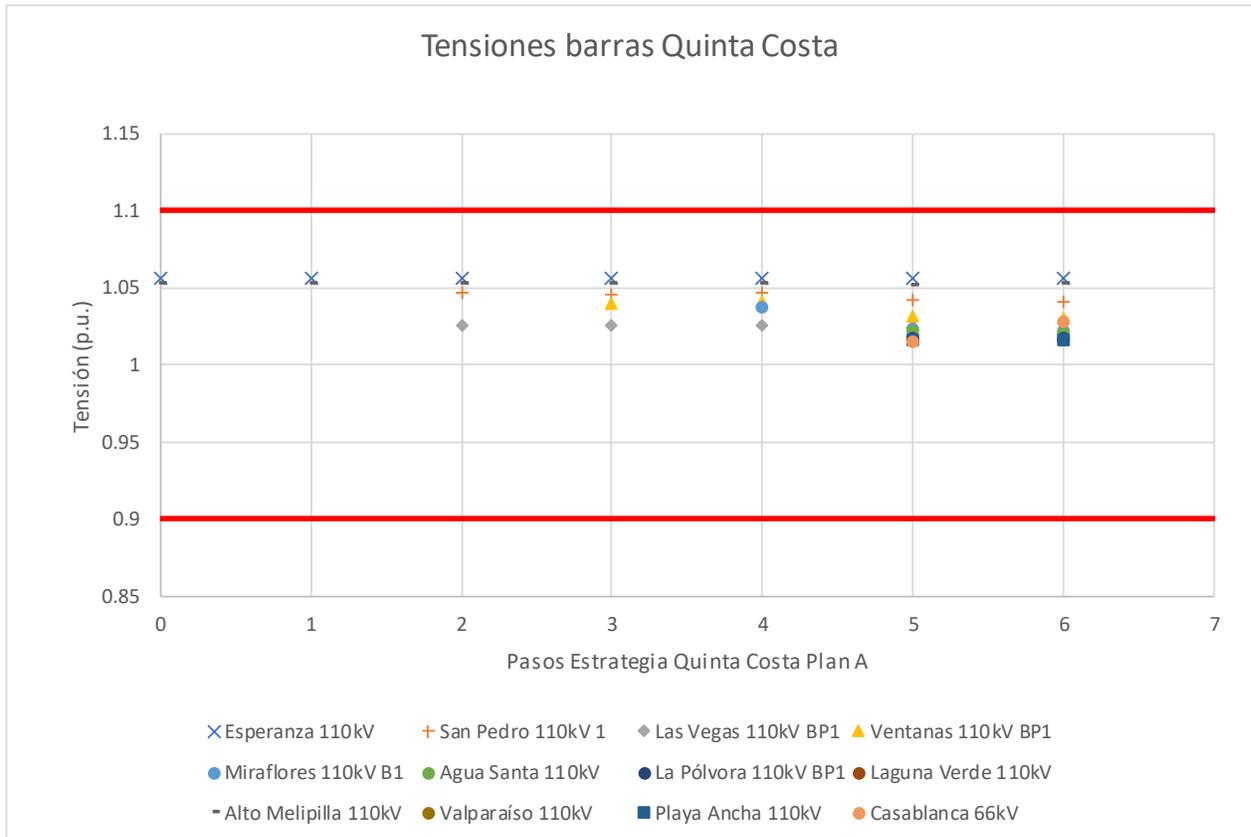


Ilustración 55 Tensiones simuladas para la recuperación del área Quinta Costa con el Plan A.

Plan B: Por medio de la línea de 220 kV San Luis – Agua Santa

1. Con disponibilidad de energía en S/E San Luis, se cerrarán los dos circuitos de la línea 220 kV San Luis – Agua Santa.
2. Posteriormente, se energiza la barra de 110 kV en Agua Santa y se cierra un circuito de la línea 110 kV Agua Santa – La Pólvara para proceder a autorizar la recuperación de los consumos de las SS/EE Valparaíso, Placeres y Playa Ancha. Posteriormente, se procederá a cerrar la línea 110 kV La Pólvara – Laguna Verde para energizar el lado 66 kV de Laguna Verde y recuperar consumos en S/E Casablanca, junto con alimentar los SSAA del PMG Placilla en S/E Placilla.
3. Se cierra la línea 1 de 110 kV Agua Santa – Miraflores, energizando la S/E Miraflores para posteriormente cerrar la línea 110 kV Miraflores – Marga Marga.

4. Se cierra un circuito de la línea 110 kV Miraflores – Torquemada, energizando la S/E Torquemada y se autoriza la recuperación de los consumos de las SS/EE Concón, Reñaca y Bosquemar junto a los SSAA de la central Colmito.
5. Se energiza la S/E San Pedro por medio de un circuito de la línea 110 kV Miraflores – San Pedro y se regularizan los consumos de las SS/EE Peñablanca, Quilpué y El Sol de Merval.
6. Se cierra la línea 110 kV Torquemada – Ventanas y desde la S/E Ventanas se alimenta a los SSAA de la central Ventanas II. A continuación, se cierra un circuito de la línea 110 kV Ventanas – San Pedro, energizándose la S/E San Pedro y la línea 110 kV San Pedro – Las Vegas, para desde la S/E Las Vegas dar alimentación a los SSAA de central Los Vientos.
7. Se cierra la línea 110 kV Las Vegas – Cerro Navia, energizando el Tap Punta Peuco y recuperando los consumos de las SS/EE Polpaico y Batuco junto con los SSAA de central Santiago Solar.
8. Se energizará la S/E Quillota mediante la línea de 110 kV San Pedro – Quillota y, a continuación, la línea 110 kV Quillota – Marbella autorizando la recuperación de los consumos de las SS/EE Marbella y Casas Viejas, en coordinación con el CC de CGE.

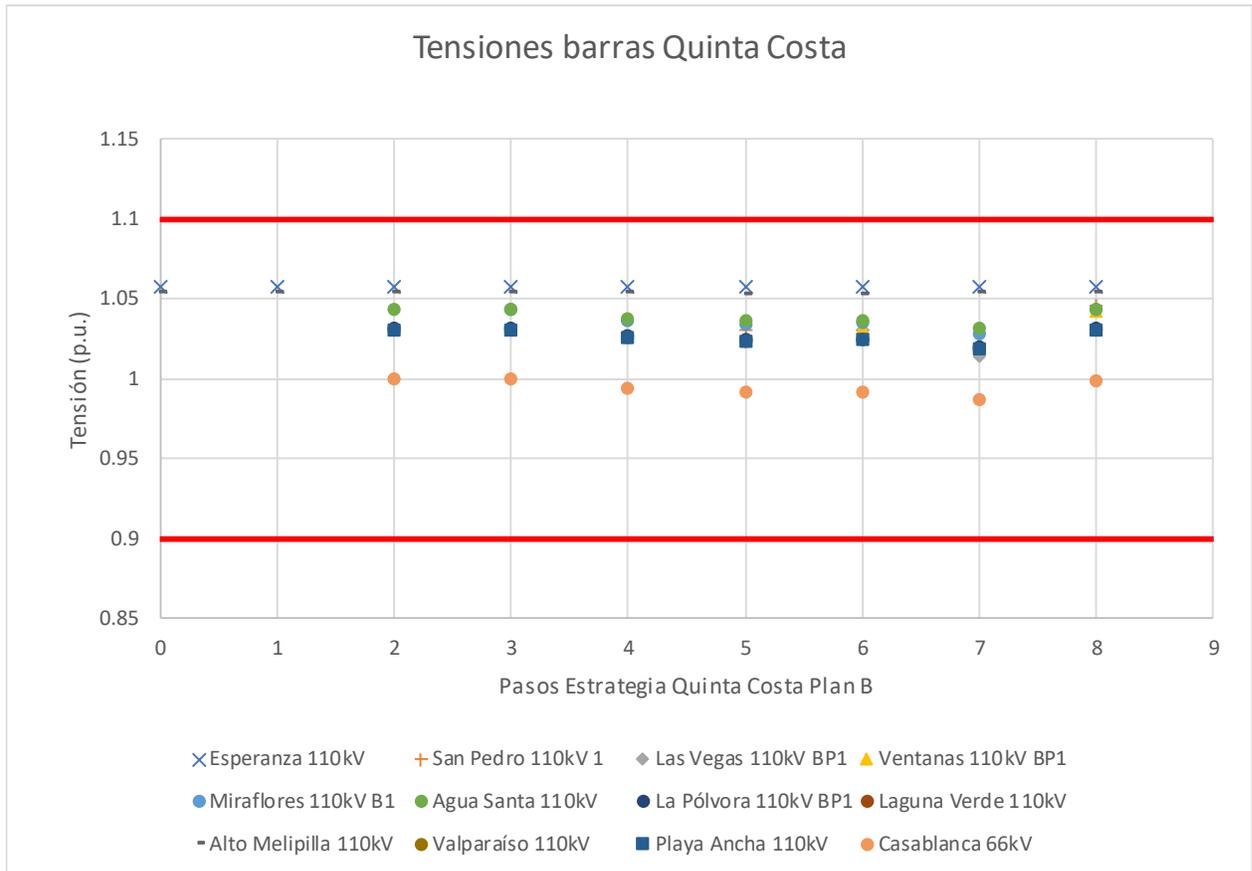


Ilustración 56 Tensiones simuladas para la recuperación del área Quinta Costa con el Plan B.

Plan C: Por medio de la línea de 220 kV Nogales – Ventanas

1. Desde la S/E Nogales se energizan los dos circuitos de la línea 220 kV Nogales – Ventanas junto con la barra de 110 kV de la S/E Ventanas para darle alimentación a los SSAA de la Central Ventanas II.
2. Se cerrarán los interruptores de un circuito de la línea 110 kV Ventanas – Torquemada, para desde la S/E Torquemada alimentar a los SSAA de la central Colmito y normalizar los consumos de las SS/EE Concón, Reñaca y Bosquemar.
3. Se cerrará la línea 110 kV Ventanas – San Pedro y 110 kV San Pedro – Las Vegas y desde la S/E Las Vegas se le dará alimentación a los SSAA de la central Los Vientos.
4. Desde la S/E Torquemada se cerrará un circuito de la línea 110 kV Torquemada – Miraflores para energizar la S/E Miraflores y, posteriormente, se cerrará la línea 110 kV Miraflores –

Marga Marga, para autorizar la recuperación de los consumos correspondientes a la S/E Marga Marga.

5. A continuación, se energizará la S/E Agua Santa mediante un circuito de la línea 110 kV Miraflores – Agua Santa. Además, se energizará un circuito de la línea 110 kV Agua Santa – La Pólvora para realizar la recuperación de los consumos de las SS/EE Valparaíso, Placeres y Playa Ancha. Luego se procederá a cerrar la línea 110 kV La Pólvora – Laguna Verde para energizar lado de 66 kV de Laguna Verde y recuperar consumos en S/E Casablanca, junto con alimentar los SSAA del PMG Placilla.
6. Desde la S/E Las Vegas se cerrará la línea 110 kV Las Vegas – Cerro Navia, pasando por el Tap Punta Peuco que energiza la S/E Loma Los Colorados, los SSAA de la central del mismo nombre junto con la recuperación de los consumos de las SS/EE Polpaico y Batuco para, posteriormente, darle ingreso a la central Santiago Solar, según disponibilidad solar.
7. Se cierra la línea 110 kV San Pedro – Quillota y desde la S/E Quillota se energiza la línea 110 kV Quillota – Marbella para normalizar los consumos de las SS/EE Casas Viejas y Marbella, en coordinación con el CC de CGE.

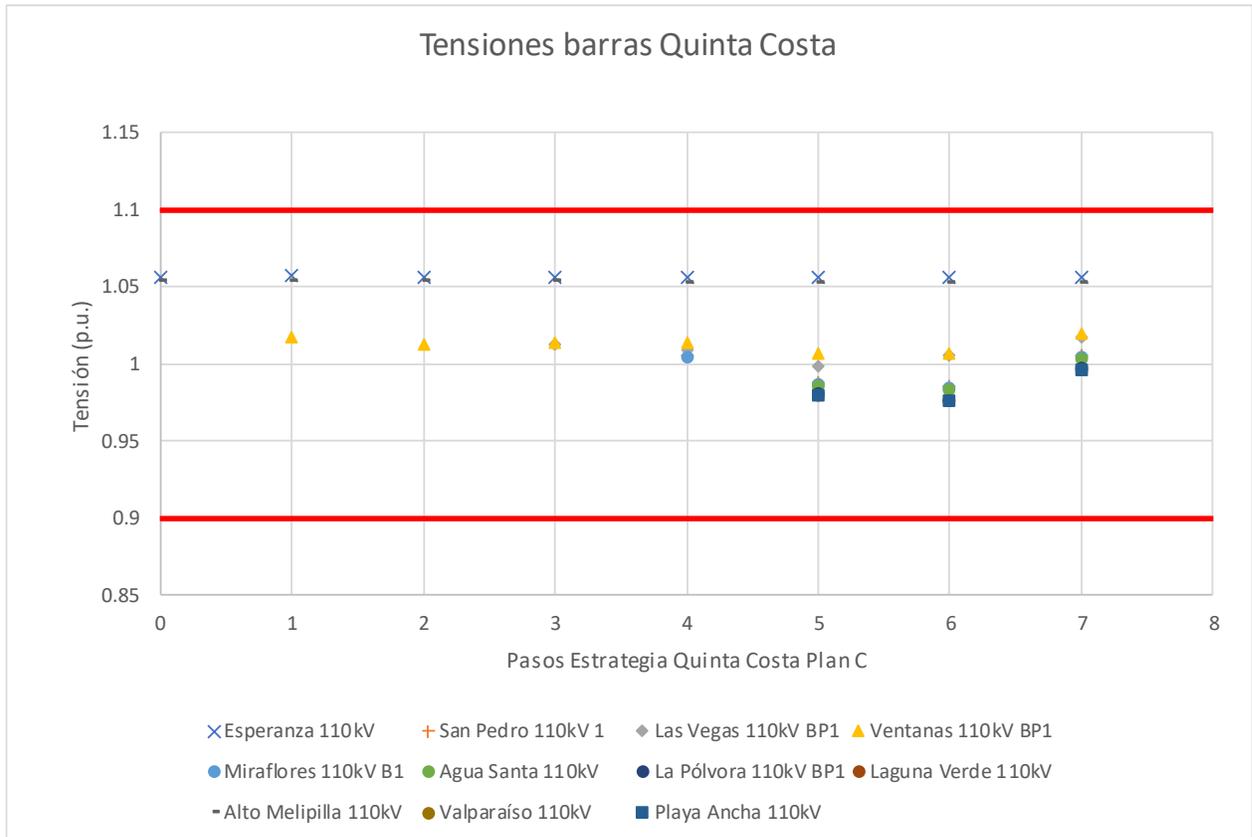


Ilustración 57 Tensiones simuladas para la recuperación del área Quinta Costa con el Plan C.

Plan D: por medio de las líneas de 110 kV Cerro Navia – Las Vegas y 110 kV Las Vegas – San Pedro

1. Con una o ambas barras de 110 kV de la S/E Cerro Navia energizadas, se cierra un circuito de la línea 110 kV Cerro Navia – Las Vegas priorizando energización del Tap Punta Peuco y se energiza la S/E Las Vegas. Posteriormente, se regularizan los consumos de S/E Batuco y los SSAA de central Lomas los Colorados.
2. Se energiza un circuito de la línea 110 kV Las Vegas – San Pedro y se energizan los SSAA de la central Los Vientos. Adicionalmente, se energiza la línea 110 kV San Pedro – Ventanas y se alimentan a los SSAA de la central Ventanas II.

3. Desde la S/E Ventanas, se cierra un circuito de la línea 110 kV de Ventanas – Torquemada para energizar la S/E Torquemada y dar partida a la central Colmito junto con normalizar los consumos de las SS/EE Concón, Reñaca y Bosquemar.
4. Se energiza la línea 110 kV Torquemada – Miraflores y, una vez energizada la S/E Miraflores, se cerrará la línea 110 kV Miraflores – San Pedro para normalizar los consumos de las SS/EE Peñablanca, Quilpué y El Sol de Merval, y se cerrará la línea 110 kV Miraflores – Marga Marga, para normalizar los consumos de la S/E Marga Marga.
5. Se cerrará un circuito de la línea 110 kV de Miraflores – Agua Santa. Además, se energizará un circuito de la línea 110 kV Agua Santa – La Pólvora para normalizar los consumos de las SS/EE Valparaíso, Placeres y Playa Ancha. Luego se procederá a cerrar la línea de 110 kV La Pólvora – Laguna Verde para energizar el lado 66 kV de Laguna Verde y recuperar consumos en S/E Casablanca junto a los SSAA del PMG Placilla.
6. Se energiza la línea 110 kV San Pedro – Quillota y desde la S/E Quillota se energiza la línea 110 kV Quillota – Marbella para normalizar los consumos de las SS/EE Marbella y Casas Viejas, en coordinación con el CC de CGE.

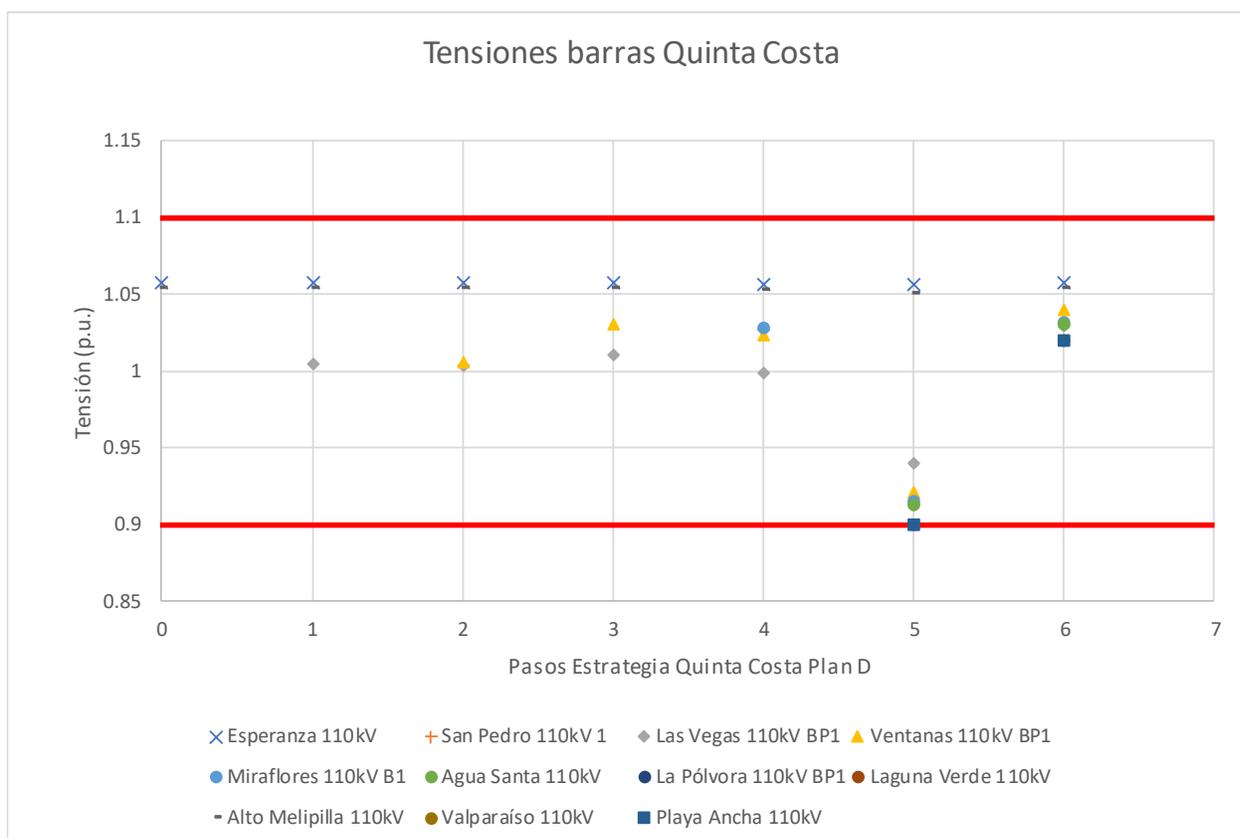


Ilustración 58 Tensiones simuladas para la recuperación del área Quinta Costa con el Plan D .

6.2.3 Evaluación de impacto de S/E Río Aconcagua en el Plan B de área Quinta Valle

Se estudia el impacto de la energización del área Quinta Valle con disponibilidad de energía desde S/E Río Aconcagua que secciona la línea de 110 kV Esperanza – Nueva Panquehue.

6.2.3.1 Antecedentes de nuevas obras.

La obra consiste en el seccionamiento de la línea Esperanza – Nueva Panquehue por el lado de 110 kV y de la línea de 220kV Polpaico Nogales.

6.2.3.2 Impacto de S/E Río Aconcagua en el PRS

El proyecto ofrece una ruta alternativa mediante la energización desde la S/E Río Aconcagua en el caso que S/E Los Maquis se encuentre indisponible. Cabe destacar que dependiendo de la

normalización de los consumos dentro del área Valle dependerá de la generación interna disponible para no sobrecargar la línea de 110kV Aconcagua – Chagres – Nueva Panquehue.

Plan B: Disponibilidad de energía desde S/E Río Aconcagua

1. En caso de indisponibilidad de servicio desde S/E Los Maquis, la recuperación de servicio se realizará desde S/E Río Aconcagua 110 kV. Para estos efectos se energizará la línea 110 kV Aconcagua – Chagres – Nueva Panquehue.
2. Con la línea de 110 kV energizada se procederá a cerrar el interruptor del circuito 2 de la línea en 110kV Nueva Panquehue – Totalillo. Con tensión en Chacabuquito, se coordinará con el CDC para la sincronización de la central Chacabuquito.
3. Se regularizan los consumos en SSEE Chagres, San Felipe y San Rafael
4. Se energiza S/E Aconcagua mediante el cierre del interruptor del circuito 1 de la línea 110kV Nueva Panquehue – Aconcagua. Con tensión en S/E Aconcagua, se coordinará con el CDC para dar partida a las unidades Blanco y Juncal.
5. Se procede a energizar la barra de 110 kV de S/E Los Maquis y se energiza la línea de 110kV Los Maquis – Los Quilos. Una vez que la central Los Quilos está energizada, se coordinará con el CDC para dar partida a Central Los Quilos.

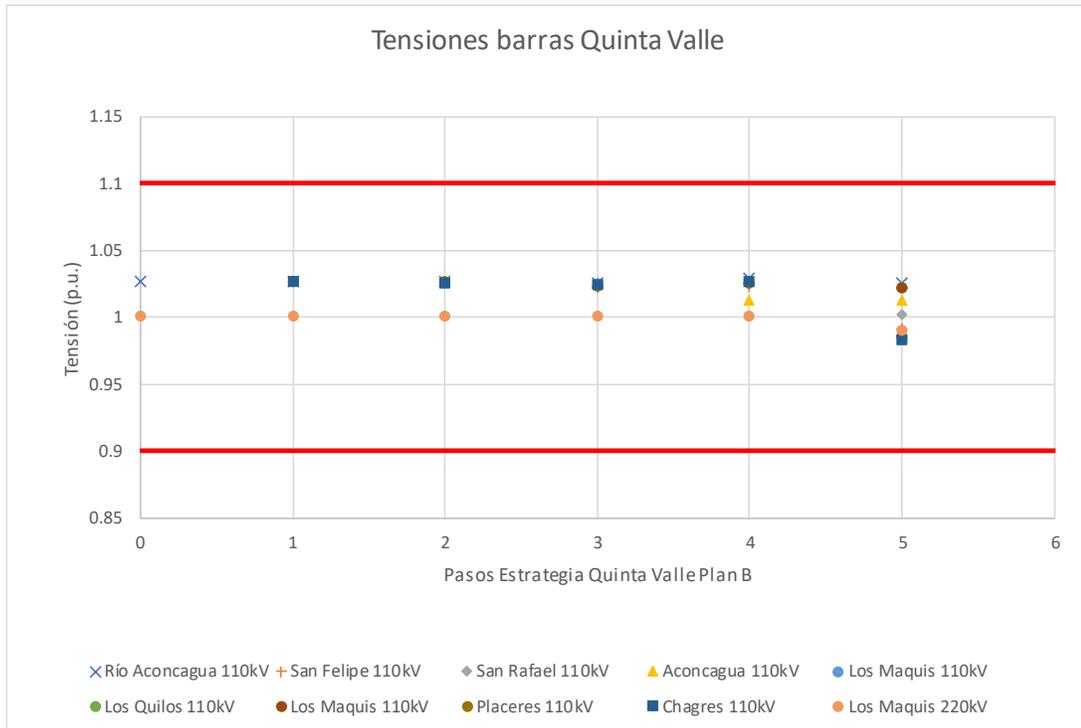


Ilustración 59 Tensiones simuladas para la recuperación del área Quinta Valle con el Plan B.

ANEXO 7 FICHA DE REPORTE DE EVENTO ENERGÉTICO ELÉCTRICO

FICHA DE REPORTE DE EVENTO ENERGÉTICO				 Ministerio de Energía Gobierno de Chile	
Identificación del Emisor					
Fecha del Evento		Versión de la Ficha			
Funcionario que Informa		Teléfono del Funcionario que Informa			
Empresa/Entidad que informa		Hora del Reporte			
Correo Electrónico Funcionario					
Subsector Energético donde ocurre el Evento					
Identificación del Evento					
Información General			Información Específica		
Tipo de Evento		Localización Geográfica del Evento			
Consecuencia del Evento		Hora de Inicio			
Si la consecuencia es Otra, especificar aquí		Duración Estimada			
Origen del Evento		Instalación Siniestrada			
		Otra - Especificación			
Descripción del Evento					
Zonas Afectadas (Región y Comuna)					
Estimación de suministro afectado En MW					
Estimación de clientes afectados					
Estimación de personas afectadas					
Infraestructura Energética Afectada					
Bitácora de Evolución del Evento					
Bitácora de Evolución del Evento (Mantener la información conforme se envíen nuevas versiones de la ficha)					
Fecha/ Hora	Descripción de la Situación	Clientes/Suministro por recuperar	Responsable	Próximas Acciones	

ANEXO 8 PROGRAMACIÓN DE INCREMENTO DE GENERACIÓN Y REPOSICIÓN DE CARGAS CRÍTICAS NORTE GRANDE.

ÁREA	CONSUMO	MONTO [MW]
ARICA	Putre y Chungará	0,6
	Quíborax	0,6
	CGE (Arica)	14,6
	Pampa Camarones	5
IQUIQUE	CGE (Iquique)	16
	Cerro Colorado	8
	Haldeman M. C.	0,1
	ESSAT	4
TARAPACÁ	CGE (Iquique)	11
CENTRO	Servicios auxiliares Tocopilla	27
	Servicios auxiliares Norgener	7
	Servicios auxiliares VDLV	0,4
	CGE (Tocopilla)	2
	Chuquicamata	15
	CGE (Calama)	2
	El Abra	5
	Radomiro Tomic	5
	SQM	3
	Mantos de la Luna	1
	Collahuasi	10
	Spence	5
	Sierra Gorda	10
	Ministro Hales	5
	Servicios auxiliares COCHRANE 1	20
	Servicios auxiliares COCHRANE 2	20

ÁREA	CONSUMO	MONTO [MW]
CAPRICORNIO	Servicios auxiliares CTM	16
	Servicios auxiliares CTA	10
	Servicios Auxiliares CTH	10
	Sermob	7
	CGE (Antofagasta)	2
	Atacama Aguas	3
	Alto Norte	3
	Lince	1
	CGE (Mejillones)	1
	Agua Antofagasta	7
	Albemarle	2
	Megapuerto	3
	Polpaico	5
	Molycop	1
	SQM Nitratos	1
	GNLM	2
	Muelle	2
	Algorta Norte	5
	O'HIGGINS	CGE (Antofagasta)
Minera Escondida		14
El Peñón		1
Atacama Minerals		1
Servicios auxiliares SVC DOMEYKO		0,5
CORDILLERA	Servicios auxiliares ANG1	20
	Servicios auxiliares ANG2	20
	Zaldívar	10
	SQM Salar	5
	Lomas Bayas	5
	Minera Escondida	15
	El Tesoro	3
	Esperanza	6
	Gaby	5
	Fortuna	3
	Servicios auxiliares KELAR	20

ANEXO 9 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN

En el documento “Principales obras de Transmisión y Generación.xls” se describen las nuevas instalaciones de transmisión y generación para el horizonte considerado en el presente Estudio de PRS, que se encuentran en proceso de conexión del Coordinador, lo que es posible revisar en la Plataforma PGP.

ANEXO 10 RECURSOS EXISTENTES EN LAS INSTALACIONES DEL SEN PARA EL PRS

En el documento “Anexo 10 SSCC Plan de Recuperación de Servicio.xls” se describen las instalaciones con partida autónoma, aislamientos Rápido y equipos de vinculación existentes en el SEN para ejecutar el Plan de Recuperación de Servicio 2022.