

ESTUDIO DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

INFORME FINAL

2024



Junio 2024

CONTENIDO

Abreviaturas y Definiciones	5
1. Introducción.....	7
1.1 <i>Objetivo del Estudio de PRS.....</i>	7
1.2 <i>Consideraciones</i>	7
1.3 <i>Alcance</i>	8
1.4 <i>Vigencia y Requerimientos de Actualización.....</i>	9
2. Recursos disponibles en el SEN para la aplicación del PRS	10
2.1 <i>Partida Autónoma.....</i>	10
2.2 <i>Aislamiento Rápido</i>	12
2.3 <i>Equipamiento de Vinculación de Islas Eléctricas</i>	12
3. Cumplimiento de estándares mínimos	15
3.1 <i>Control de Tensión.....</i>	15
3.1.1 <i>Requisitos de diseño y aplicación del PRS (CT).....</i>	16
3.2 <i>Control de frecuencia</i>	17
3.3 <i>Vías de Comunicación</i>	18
3.4 <i>Pruebas de Verificación de SSCC para PRS</i>	18
3.5 <i>Pruebas de Verificación SCADA</i>	19
3.6 <i>Información que debe ser entregada por los Coordinados</i>	20
3.7 <i>Condición de Unidades Generadoras de Partida Autónoma</i>	21
3.8 <i>Procedimiento para la Entrega de Información a las Autoridades</i>	21
4. Estudios de sistemas eléctricos	22
5. Plan de recuperación de servicio	23
5.1 <i>Antecedentes Generales.....</i>	23

5.2 Reconocimiento de Escenario de Apagón	23
5.3 Criterios generales aplicados para el desarrollo del PRS.....	23
5.4 Zonas y Áreas de Recuperación de Servicio.....	25
5.5 Delegación de Funciones - COR Designados.....	26
5.6 Roles y responsabilidades.....	27
5.6.1 Alcance de funciones del CDC	28
5.6.2 Alcance de funciones de los COR	29
5.6.3 Diagrama de Comunicaciones para la aplicación del PRS.	29
5.7 Plan de Recuperación de Servicio.....	30
5.7.1 Zona Norte Grande.....	33
5.7.2 Zona Norte Chico.....	34
5.7.3 Zona Interconexión	34
5.7.4 Zona Centro.....	34
5.7.5 Zona Quinta (Región de Valparaíso).....	35
5.7.6 Zona Sur	35
6. Análisis de la calidad y cantidad de los recursos para el uso del PRS	36
6.1 Áreas con déficit de capacidad de Partida Autónoma	36
6.2 Áreas con superávit de capacidad de Partida Autónoma	37
6.3 Capacidad de Aislamiento Rápido.....	38
6.4 Equipamiento de Vinculación en el Sistema de Transmisión.....	39
Anexo 1 Delegación de Funciones - COR Designados	42
A1.1 Centros de Control e instalaciones asociadas	42
A1.2 Norte Grande	42
A1.3 Norte Chico.....	45
A1.4 Interconexión	47
A1.5 Zona Centro.....	47

A1.6	Zona Quinta (Región de Valparaíso)	49
A1.7	Zona Sur	50
Anexo 2	Ficha de reporte de evento energético eléctrico	52
Anexo 3	Principales obras de Transmisión y Generación	53
Anexo 4	Recursos existentes en las instalaciones del SEN para el PRS	54

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 NTSSCC.
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.
NTSSCC:	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.
SSCC:	Servicios Complementarios.
SS/EE:	Subestaciones.

Para la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio, 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 SSCC, 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 125/2019 del Ministerio de Energía, en particular en su artículo 129, y con las exigencias establecidas en el Título 7-6 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 125/2019 y en el artículo 3-53 de la NTSSCC, 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 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 con 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 o zonas, que puedan quedar aisladas después de un evento de Apagón, 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. RECURSOS DISPONIBLES EN EL SEN PARA LA APLICACIÓN DEL PRS

A continuación, se presenta un catastro con la información de 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 aquellas que se indican en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Centrales del SEN con Capacidad de Partida Autónoma.

ZONA	ÁREA	NOMBRE CENTRAL	NOMBRE UNIDAD	POTENCIA MÁX [MW]	TIEMPO DE PARTIDA POR UNIDAD [MIN]
NORTE GRANDE	ARICA	Chapiquiña	CHAP 1	5,45	15
			CHAP 2	5,45	15
		Diesel Arica	GMAR (1-4)	2,1	3
			M1AR (1-3)	0,83	1,2
			M2AR (1-2)	1,1	1,2
	CAPRICORNIO	Diesel Mantos Blancos	MIMB (1-10)	2,86	18
	TARAPACÁ	Tarapacá	TGTAR	20,04	7,5
	CENTRO	Tocopilla	TG1	19,71	12
			TG2	20	12
			TG3	36,3	9
	O'HIGGINS	Atacama	TG1A	115	12
			TG2A	109,75	12
	CORDILLERA	Kelar	TG1	162,35	29
			TG2	163,3	29
NORTE CHICO	DIEGO DE ALMAGRO	Diego de Almagro	TG1	23,8	6,02
		Salvador	TG1	17,75	9
	CARDONES	Huasco	TG3	19,33	6,22
			TG4	19,33	7,78
			TG5	19,33	7,45

	PAN DE AZÚCAR	Las Piedras del Peñón	U (1-50)	81	1
CENTRO	ALTO JAHUEL	Colbún	U1	231,2	6,95
			U2	232	10,98
		Pehuenche	U1	286,99	8,85
			U2	286,47	6,78
	CERRO NAVIA	Rapel	U1	76,05	1,72
			U2	76,22	1,45
			U3	75,43	1,52
			U4	74,98	2,37
			U5	79,52	3
		Quintero	TG1A	128	16,9
	TG1B		121,92	17,1	
ITAHUE	Teno	U (1-36)	59	1	
SUR	BIOBÍO	El Toro	U1	113,44	4,98
			U2	112,5	4,08
			U3	113,46	4,17
			U4	113,2	4,75
		Ralco	U1	389,54	5,3
			U2	390,95	3,33
		Yungay	U1	52,45	15
			U2	54,86	15
			U3	54,47	15
		Coronel	U1	41,7	22
	ARAUCANÍA	Pullinque	U1	17,13	13
			U2	17,13	14
			U3	17,13	14
		Pilmaiquén	U1	5,6	10
			U2	5,6	10
		Canutillar	U1	86	22,87
U2			86	20,2	

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 2.2.

Tabla 2.2 Centrales del SEN con Capacidad de Aislamiento Rápido

ZONA	ÁREA	CENTRAL	Unidad
Centro	Itahue	Celco	Unidad N°1
			Unidad N°1
Sur	Araucanía	Canutillar	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 2.3 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	500/220
	S/E Crucero	220
	S/E Cumbre	500
	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	

ZONA	SS/EE	VÍNCULOS DE TENSIÓN [kV]
	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	110/220
	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 Ventanas	110
	S/E Quillota	110/220
Centro	S/E Alto Jahuel	154/220/500
	S/E Ancoa	220/500
	S/E Sauzal	110
	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

ZONA	SS/EE	VÍNCULOS DE TENSIÓN [kV]
	S/E Canutillar	220
	S/E Cautín	220
	S/E Charrúa	154/220/500
	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 DE ESTÁNDARES 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) considerados para desarrollar el PRS 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 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 disgregado 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 en giro.
- 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 Hotline. 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 NTSyCS, 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 estas, 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 NTSSCC, "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 SSSC”.

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 SSSC.

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> Informes y Estudios > 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, 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 SISTR, 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 SISTR 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 de la NTSyCS “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SISTR”
 - **Estampado del dato**, prueba de estampado del dato según lo especificado en el anexo técnico de la NTSyCS “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SISTR”Esta prueba deberá consistir en simular una recuperación masiva generando estrés suficiente al equipamiento del Coordinado y que este último envíe correctamente la información SISTR 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 que debe 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 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 actualizada que contenga la hora estimada de entrada en servicio de cada instalación que esté en proceso de Partida Autónoma (ver Tabla 3.1 siguiente), la que deberá ser actualizada en función de la condición sistémica del evento, en los tiempos y clasificación de unidades indicadas en la NTSyCS, artículo 7-37.

Tabla 3.1 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 2.

4. ESTUDIOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

De acuerdo con el análisis realizado al plan de obras del año 2024, no se visualizan proyectos que produzcan cambios que deban ser considerados en las actuales estrategias de recuperación del SEN. Considerando lo señalado, la presente versión del Estudio mantiene vigente las evaluaciones realizadas durante las versiones anteriores del estudio, incorporados los Anexos correspondientes a cada zona.

5. PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

5.1 Antecedentes Generales

Los criterios y estrategias de recuperación establecidas en el actual PRS toman 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 el 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 CC.

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 parte 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 la 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 Figura 5.1 se muestran dichas zonas, las que en algunos casos comprenden a más de una región geográfica.

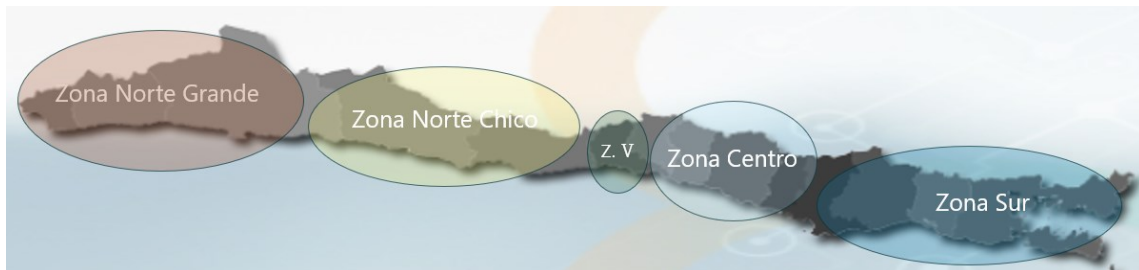


Figura 5.1 Zonas del SEN para la aplicación del PRS.

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 Parinas 220 kV, por el norte, hasta S/E Nogales 220 k por el sur.
 - **Áreas:** Diego de Almagro, Cardones, Pan de Azúcar.
- **Zona Interconexión:** comprende instalaciones desde S/E Changos 500 kV, por el norte, hasta SS/EE Polpaico 500 KV por el sur.
 - **Áreas:** Esta zona no cuenta con áreas.
- **Zona Quinta (Región de Valparaíso):** comprende desde S/E Quillota 110 kV por el norte, hasta S/E Las Vegas 110 kV y las áreas de la Región de Valparaíso, 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:** Biobío 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 5.1 COR Designados para el SEN

Zona	Área	COR
Norte Grande	Arica	Engie
	Iquique	Engie
	Tarapacá	Transelec
	Centro	Engie
	Capricornio	Engie
	O'Higgins	Enel Generación
	Cordillera	AES Andes
Norte Chico	Diego de Almagro	Transelec
	Cardones	Transelec
	Pan de Azúcar	Transelec
Interconexión	No aplica área	CDC
Quinta	Quinta Valle	Chilquinta
	Quinta Costa	Chilquinta
Centro	Cerro Navia	Transelec
	Alto Jahuel	Transelec
	Itahue	Transelec
Sur	Biobío	Transelec
	Araucanía	Transelec

- El CC de Engie, como COR Engie de las áreas Arica, Iquique, Centro y Capricornio, en la Zona Norte Grande.
- El CC de Transelec, como COR Transelec 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 Transelec, como COR Transelec de las áreas Diego de Almagro, Cardones y Pan de Azúcar, en la Zona Norte Chico.
- El CDC coordinará con los CC de Transelec, 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 Biobío y Araucanía, en la Zona Sur.

En el Anexo 1 se presentan los CC que participan directamente en la recuperación de cada área definida en el estudio y con los cuales los respectivos COR deben tener comunicación directa.

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 este 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 este, el CDC se comunicará con cada COR y con los respectivos CC que no sean coordinados por un COR, según corresponda.
- b) Solo 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 1.
- 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, este 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.

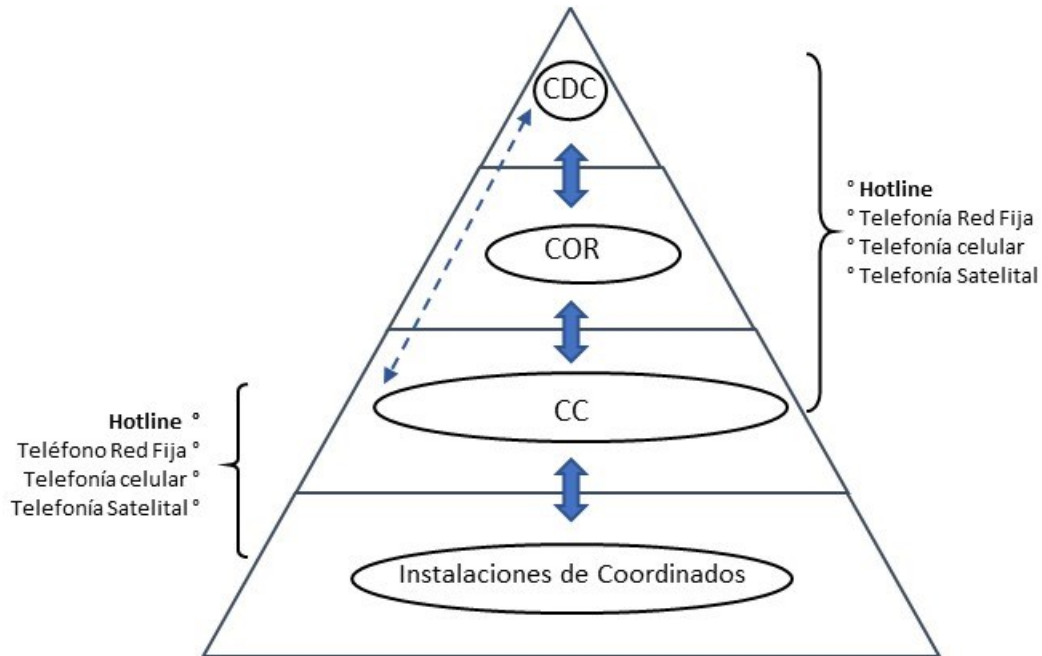


Figura 5.2 Diagrama de flujo de comunicaciones

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 o área el CDC 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 su 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 presentan las Zonas y Áreas que contienen las estrategias de energización diseñadas para recuperar cada una de las áreas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Cada una de estas estrategias se ilustra con diagramas esquemáticos que facilitan la comprensión de las secuencias de energización. Para estos efectos, se ha establecido el siguiente código de colores según su estado y nivel de tensión:

- Gris: instalaciones desenergizadas.
- Azul: instalación energizada de tensión nominal de 500 kV.
- Verde: instalación energizada de tensión nominal de 220 kV.
- Rojo: instalación energizada de tensión nominal de 154 kV.
- Naranja: instalación energizada de tensión nominal de 110 kV.
- Amarillo: instalación energizada de tensión nominal de 66kV.
- Celeste: instalación energizada de tensión nominal inferior a 23 kV.

En la Figura 5.3 se muestra un ejemplo de los diagramas esquemáticos que se presentan a lo largo del estudio.

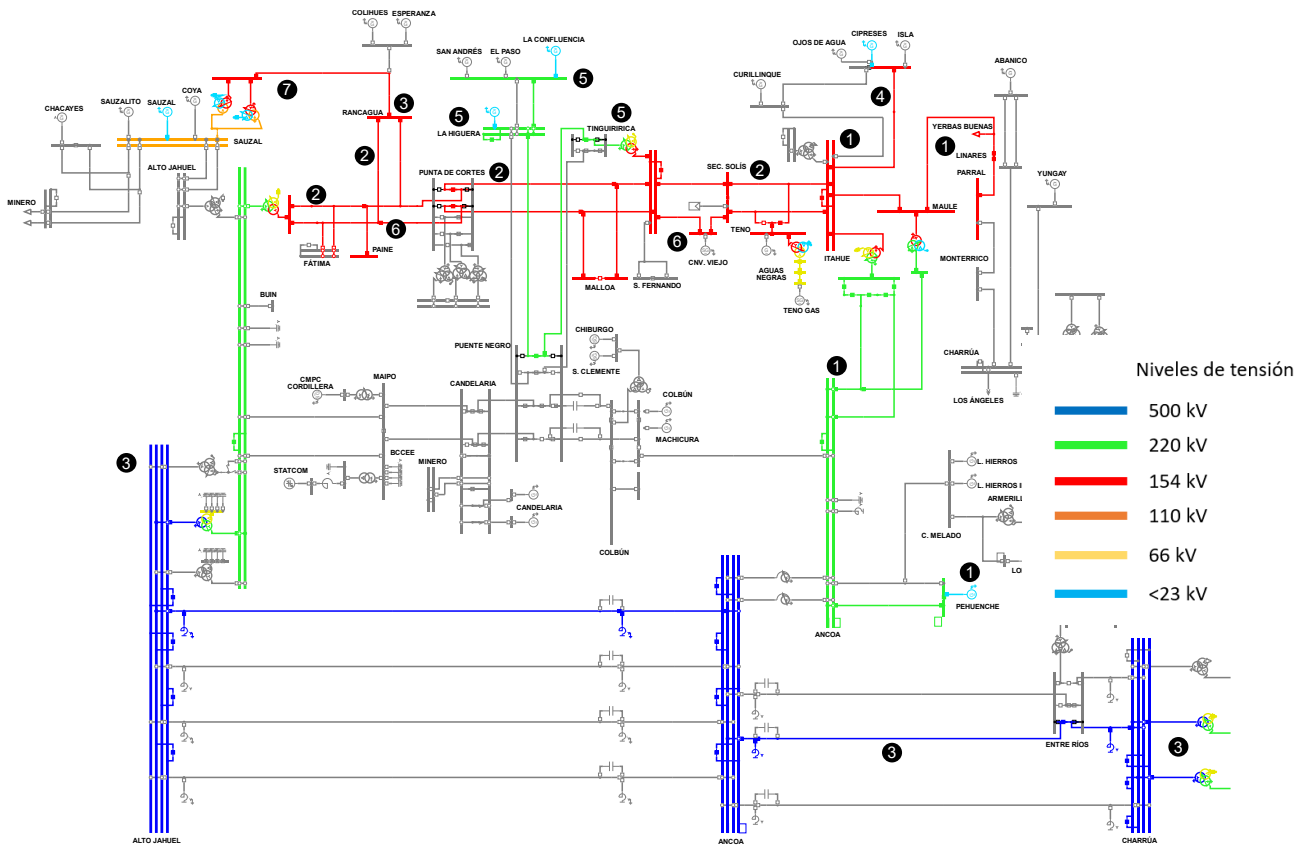


Figura 5.3 Especificación de colores usados para los esquemas del PRS

5.7.1 Zona Norte Grande

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

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

Los PRS correspondientes a cada área se describen en el **Anexo PRS Zona Norte Grande**.

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 interconecten en la medida que los recursos de generación sean suficientes.

Las áreas definidas para esta zona corresponden a:

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

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.

Los PRS correspondientes a cada área de la Zona Norte Chico se describen en el **Anexo PRS Zona Norte Chico**.

5.7.3 Zona Interconexión

La Interconexión depende de tres áreas que deberán realizar el proceso de recuperación de servicio en forma simultánea, de modo que se interconecten en la medida que los recursos de generación sean suficientes

Los PRS correspondientes a la Zona Interconexión describen en el **Anexo PRS Zona Interconexión**.

5.7.4 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.

Los PRS correspondientes a cada área de la Zona Centro se describen en el **Anexo PRS Zona Centro**.

5.7.5 Zona Quinta (Región de Valparaíso)

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.

Los PRS correspondientes a cada área se describen en el **Anexo PRS Zona Quinta**.

5.7.6 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.

Los PRS correspondientes a cada área de la Zona Sur se describen en el **Anexo PRS Zona Sur**.

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

6.1 Áreas con déficit de capacidad de 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:

Zona Quinta: En esta zona no existen recursos de partida autónoma de centrales, sin embargo, en dicha zona 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 la zona 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 de la zona 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 el documento “Estudio de Plan de Recuperación de Servicio” publicado el año 2020, se indicó lo siguiente:

“Se deberá dotar de partida autónoma a la Central Termopacífico para que le provea los SS/AA a la central Cardones. 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”.

La implementación de la partida autónoma de central Termopacífico con el propósito de sincronizar la Central Cardones al SEN, permitirá disponer de una alternativa para los planes de recuperación del servicio en el área de Cardones, ante la indisponibilidad de central Huasco.

Durante el año 2023 central Generadora del Pacífico (Genpac S.A.) y central Cardones (Inkia S.A.) han avanzado con los estudios requeridos para verificar su capacidad para la participación en el PRS.

Avances realizados por central Cardones:

- Estudio de validación del modelo dinámico de Central Cardones, aprobado por el Coordinador el día 26 de febrero de 2024
- Informe Estudio de Plan de Recuperación de Servicio donde, mediante un estudio con simulaciones dinámicas y EMT, se evalúan las alternativas de recuperación en las cuales participa central Cardones, central Huasco y central Generadora del Pacífico, y se concluye que la central puede participar del plan de recuperación de servicio alternativo sin presentar problemas dinámicos en el entorno, y controlar la frecuencia del sistema (isla). Este informe se encuentra proceso de revisión.

Avances realizados por central Generadora del Pacífico:

- Estudio de validación de modelo dinámico, recibido por el Coordinador el día 17 de abril de 2024 y se encuentra en proceso de revisión.
- El 17 de abril de 2024 Generadora del Pacífico informó el estado de avance de actividades comprometidas para su participación del PRS, de acuerdo con lo solicitado por el Coordinador en su carta DE 01022-24 del 21 de febrero de 2024.
- De acuerdo con el estado de avance actualizado se prevé que el informe del estudio de partida autónoma se encuentre disponible en noviembre de 2024.

6.2 Áreas con superávit de capacidad de Partida Autónoma

De la revisión de capacidad de partida autónoma realizada en la presente versión del Estudio se determina que es posible iniciar la recuperación de servicio del SEN optimizando los servicios que hasta el momento estaban siendo considerados. Lo anterior se manifiesta en la siguiente zona:

Zona Norte Grande: Se considera el término de la prestación de los SSCC de partida autónoma asignado a las siguientes centrales:

- Aguas Blancas (área O'Higgins),
- La Portada (área O'Higgins),
- Inacal (área Capricornio)

En el caso de las dos primeras centrales PMG, se justifica dejar sin efecto el servicio, dado que su ubicación y capacidad no permiten optimizar la estrategia de recuperación del área O'Higgins. Adicionalmente a lo anterior, esta área cuenta con la partida autónoma de Central Atacama, la que de acuerdo con su capacidad y tiempos de partida permite la recuperación total de consumos del área en comento.

En cuanto a la Central Inacal, se determina la suspensión del SSCC, ya que ha solicitado el cese de operación y retiro del SEN de acuerdo con lo informado en la correspondencia DE06109-22 de fecha 28 de noviembre de 2022.

Finalmente, 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.

6.3 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, la zona 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.

6.4 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.

Las Áreas en cuestión son las siguientes:

Zona Interconexión:

- A partir del 25 de diciembre de 2023, informado por Coordinado TEN, se han incorporado sistemas de control y protección adecuados en las instalaciones de los interruptores de las subestaciones Changos y Cumbre de las líneas 500kV Changos – Parinas y 500kV Parinas – Cumbre (S/E Changos K5 y K8 y S/E Cumbre K2 y K5) con el fin de facilitar el acoplamiento de islas eléctricas. No obstante, es necesario validar estas instalaciones conforme al cronograma de verificación establecido por la normativa correspondiente.
- Por otra parte, los interruptores K8 y K11 de S/E Parinas deberán dotar del equipamiento primario, control y protecciones necesarios, para que ante una recuperación de servicio sea posible vincular la zona Norte Grande con la del Norte Chico luego de aplicadas las estrategias definidas para cada una de estas zonas.
- Respecto a los proyectos de implementación de relés de mando sincronizado por parte de Interchile S.A. para el cierre y apertura por cero de los interruptores en 220kV y 500kV

de los ATR en las subestaciones Nueva Cardones (NUP 2056), Nueva Maitencillo (NUP 2057) y Nueva Pan de Azúcar (NUP 2058), se presentan las siguientes situaciones:

- El equipamiento de vinculación de islas eléctricas ATR en la S/E Nueva Cardones (NUP 2056) se encuentra implementado desde el 04 de mayo del año 2023, pero está pendiente de verificación conforme a la normativa.
- El equipamiento de vinculación de islas eléctricas ATR en la S/E Nueva Maitencillo (NUP 2057) se encuentra implementado desde el 25 de febrero del año 2024, pero está pendiente de verificación conforme a la normativa.
- El equipamiento de vinculación de isla eléctrica ATR S/E Nueva Pan de Azúcar (NUP 2058) aún no ha concluido su proceso de conexión. Se estima que este proceso finalizará el 26 de junio del año 2024.

En el Anexo 4, 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 2024.

ANEXOS

ANEXO 1 DELEGACIÓN DE FUNCIONES - COR DESIGNADOS

A1.1 Centros de Control e instalaciones asociadas

A continuación, se presentan los Centros de Control que participan directamente en la recuperación de cada área definida en el estudio y con los cuales los respectivos COR deben tener comunicación directa.

A1.2 Norte Grande

Tabla Anexo 1.1 CC Norte Grande Área Arica

Arica	
COR CC de Engie	
CC	CGE Transmisión SA
	Engie Energía Chile SA
	STS (Transemel) SA
	Transec SA

Tabla Anexo 1.2 CC Norte Grande Área Iquique

Iquique	
COR CC de Engie	
CC	CGE Transmisión SA
	Edelnor Transmisión SA
	Engie Energía Chile SA
	Transec SA
	STS (Transemel) SA

Tabla Anexo 1.3 CC Norte Grande Área Tarapacá

Tarapacá	
COR CC de Transelec (A y B), CDC (C)	
CC	CGE Transmisión SA
	Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM
	Edelnor Transmisión SA
	Enel Generación Chile SA
	Engie Energía Chile SA
	Interchile SA
	Kelti SA
	STS (Transemel) SA
	STS SA
	Transelec SA
	TSGF SPA
	Zaldivar Transmisión SA

Tabla Anexo 1.4 CC Norte Grande Área Centro

Centro	
COR CC de Engie	
CC	AES Andes SA
	CGE Transmisión SA
	Codelco
	Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM
	Cóndor Energía SPA
	Edelnor Transmisión SA
	Engie Energía Chile SA
	Enorchile SA
	Kelti SA
	Minera Spence SA
	Sociedad Contractual Minera El Abra
	STS (Transemel) SA
	STS SA
	Transelec SA
	Transmisora Eléctrica del Norte SA
Zaldivar Transmisión SA	

Tabla Anexo 1.5 CC Norte Grande Área Capricornio

Capricornio	
COR CC de Engie (A), CDC (B)	
CC	AES Andes SA
	Enorchile
	Algorta Norte SA
	Engie Energía Chile SA
	Mantos Copper SA
	Moly-Cop Chile SA
	Sociedad GNL Mejillones SA
	STS SA

Tabla Anexo 1.6 CC Norte Grande Área O'Higgins

O'Higgins	
COR CC de Enel Generación	
CC	CGE Transmisión SA
	Enel Generación Chile SA
	Engie Energía Chile SA
	Kelti SA
	Minera Escondida LTDA
	On-Group SA
	STS (Transemel) SA
	STS SA
	Transelec SA

Tabla Anexo 1.7 CC Norte Grande Área Cordillera

Cordillera	
COR CC de AES Andes	
CC	AES Andes SA
	Chilquinta Transmisión SA
	Compañía Minera Zaldívar SPA
	Engie Energía Chile SA
	Minera Escondida LTDA
	STS SA
	Tamakaya Energía SPA
	Transelec SA
	Transmisora Eléctrica del Norte SA

	Zaldívar Transmisión SA
--	-------------------------

A1.3 Norte Chico

Tabla Anexo 1.8 CC Norte Chico Área Diego de Almagro

Diego de Almagro	
COR CC de Transelec	
CC	AES Andes SA
	Andes Generación SPA
	Celeo Redes Chile LTDA
	Central Cardones SA
	CGE Transmisión SA
	Chilquinta Transmisión SA
	CIA. Minera Mantos de Oro
	Colbún SA
	Enel Generación Chile SA
	Enel Green Power Chile SA
	Engie Energía Chile SA
	Enlasa Generación Chile SA
	Enorchile SA
	Mantoverde SA
	Prime Energía Quickstart SPA
	S.W. Consulting SA
	Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan
	STS SA
Transelec SA	

Tabla Anexo 1.9 CC Norte Chico Área Cardones

Cardones	
COR CC de Transelec	
CC	AES Andes SA
	Celeo Redes Chile LTDA
	Central Cardones SA
	CGE Transmisión SA
	Chilquinta Transmisión SA
	CIA. Minera Mantos de Oro
	Compañía Minera del Pacífico SA
	Enel Generación Chile SA
	Engie Energía Chile SA
	Enlasa Generación Chile SA
	Prime Energía Quickstart SPA
	Tecnocap SA
	Transelec SA
	STS SA

Tabla Anexo 1.10 CC Norte Chico Área Pan de Azúcar

Pan de Azúcar	
COR CC de Transelec	
CC	AES Andes SA
	CGE Transmisión SA
	Enel Generación Chile SA
	Enlasa Generación Chile SA
	Pacific Hydro Chile SA
	Transelec SA
	Ferrovial SA
	STS SA

A1.4 Interconexión

Tabla Anexo 1.11 CC Zona Interconexión

Interconexión	
COR CC de CDC	
CC	Acciona Energía Chile Holdings SA
	AES Andes SA
	Celeo Redes Chile LTDA
	Enel Generación Chile SA
	STS SA
	Transelec SA
	Transmisora Eléctrica del Norte SA

A1.5 Zona Centro

Tabla Anexo 1.12 CC Zona Centro Área Cerro Navia

Cerro Navia	
COR CC de Transelec	
CC	AES Andes SA
	CGE Transmisión SA
	Chilquinta Transmisión SA
	Colbún SA
	Enel Distribución (STM)
	Enel Generación Chile SA
	Espinos SA
	Generadora Metropolitana SPA
	GM Holdings SA
	STM SA
	Transelec SA
Celeo Redes Chile LTDA	

Tabla Anexo 1.13 CC Zona Centro Área Alto Jahuel

Alto Jahuel	
COR CC de Transelec	
CC	AES Andes SA
	Celeo Redes Chile LTDA
	CGE Transmisión SA
	Charrúa Transmisora de Energía SA
	Codelco
	Colbún SA
	Consortio Santa Marta SA
	Enel Distribución (STM)
	Enel Generación Chile SA
	GM Holdings SA
	Hidroeléctrica La Higuera SA
	Reliable Nueva Energía SA
	STM SA
	Transelec SA
	Transmisora Eléctrica Cordillera SPA

Tabla Anexo 1.14 CC Zona Centro Área Itahue

Itahue	
COR CC de Transelec	
CC	Celeo Redes Chile LTDA
	CGE Transmisión SA
	Chilquinta Transmisión SA
	Colbún SA
	Enel Generación Chile SA
	Enlase Generación Chile SA
	Hidroeléctrica La Confluencia SA
	Hidroeléctrica La Higuera SA
	Transelec SA

A1.6 Zona Quinta (Región de Valparaíso)

Tabla Anexo 1.15 CC Zona Quinta Área Costa

Costa	
COR CC de Chilquinta	
CC	AES Andes SA
	Celeo Redes Chile LTDA
	Central Cardones SA
	CGE Transmisión SA
	Chilquinta Transmisión SA
	Enel Distribución (STM)
	GM Holdings SA
	KDM Energía SA
	STM SA
	Transelec SA

Tabla Anexo 1.16 CC Zona Quinta Área Valle

Valle	
COR CC de Chilquinta	
CC	Celeo Redes Chile LTDA
	Chilquinta Transmisión SA
	Codelco Andina
	Colbún SA
	Enel Distribución (STM)
	Reliable Nueva Energía SA
	Transelec SA
	Anglo American sur SA

A1.7 Zona Sur


Tabla Anexo 1.17 CC Zona Sur Área Biobío

Biobío	
COR CC de Transelec	
CC	AES Andes SA
	Arauco Bioenergía SPA
	Besalco Energía Renovable SA
	Celeo Redes Chile LTDA
	Central Cardones SA
	CGE Transmisión SA
	Colbún SA
	ENAP Refinerías SA
	Enel Generación Chile SA
	Enorchile SA
	Indura SA
	Sociedad Ingeniería Eléctrica Mataquito LTDA
	STS SA
Transelec SA	

Tabla Anexo 1.18 CC Zona Sur Área Araucanía

Araucanía	
COR CC de Transelec	
CC	AES Andes SA
	Arauco Bioenergía SPA
	Besalco Energía Renovable SA
	Celeo Redes Chile LTDA
	CGE Transmisión SA
	Chilquinta Transmisión SA
	Colbún SA
	Elektra Generación SA
	Empresa Eléctrica Capullo SA
	Enel Green Power Chile SA
	Engie Energía Chile SA
	Enlasa Generación Chile SA
	Enorchile SA
	Imelsa Energía SPA
	Prime Energía Quickstart SPA
	Scotta Chile SA
	Sistema de Transmisión de los Lagos SA
	STS (Transemel) SA
STS SA	
Transelec SA	

ANEXO 2 FICHA DE REPORTE DE EVENTO ENERGÉTICO ELÉCTRICO

FICHA DE REPORTE DE EVENTO ENERGÉTICO					
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					
<small>(Mantener la información conforme se envíen nuevas versiones de la ficha)</small>					
Fecha/ Hora	Descripción de la Situación	Clientes/Suministro por recuperar	Responsable	Próximas Acciones	

ANEXO 3 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN

En el documento “Anexo 3 Principales obras de Transmisión y Generación PRS 2024” se listan 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 4 RECURSOS EXISTENTES EN LAS INSTALACIONES DEL SEN PARA EL PRS

En el documento “Anexo 4 SSCC Plan de Recuperación de Servicio.xls” se describen las instalaciones con partida autónoma, aislamiento rápido y equipos de vinculación considerados en el SEN, para ejecutar el Plan de Recuperación de Servicio 2024.