

---

# Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial

Julio 2023

---

Departamento de Modelación y Aplicaciones EMS  
Subgerencia de Análisis y Soporte Operacional  
Gerencia de Operación

Rev	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	31-07-2023	Informe Final	DMAP	JVC

## Contenidos

1	Resumen Ejecutivo .....	1
2	Introducción y objetivos.....	6
2.1	Antecedentes Normativos.....	6
2.2	Definiciones y abreviaturas .....	6
3	Metodología de Trabajo.....	8
3.1	Criterios para implementación de puntos de registros.....	10
4	Antecedentes .....	11
4.1	Estado actual de la red WAMS y puntos de monitoreo .....	11
4.2	Arquitectura de la red WAMS del Coordinador .....	16
4.3	PDC Norte Grande .....	17
5	Requerimientos de nuevos puntos de monitoreo .....	18
5.1	Plan de Obras 2023-2024 .....	18
5.2	Evaluación de los Estudios establecidos en la Norma Técnica de SyCS y la Norma Técnica de SSCC.....	19
5.2.1	Restricciones de Transmisión por estabilidad de tensión.....	19
5.2.2	Control de tensión.....	23
5.2.3	Plan de Recuperación de Servicio .....	27
5.2.4	Estabilizadores de Sistemas de Potencia .....	29
5.2.5	Planes de Defensa contra Contingencias Críticas y Extremas – PDCC y PDCE .....	29
5.3	Requerimientos de monitoreo a partir de la operación real del SEN y de centrales generadoras como fuentes de fenómenos dinámicos .....	29
5.4	Ubicación de los puntos de monitoreo .....	30
5.4.1	Zona Norte Grande.....	31
5.4.2	Zona Norte Chico.....	32
5.4.3	Zona Centro.....	33
5.4.4	Zona Sur.....	34
5.5	Requerimientos particulares .....	35
5.6	Sistema de comunicación .....	35
5.7	Otros requerimientos .....	36
5.7.1	Sincronización de datos fuera de línea ante pérdida de comunicación .....	36
5.7.2	Pruebas de PDC Locales .....	36

5.7.3	Integración de nuevas PMU .....	37
6	Conclusiones.....	39
7	Anexos.....	41
7.1	Especificaciones de equipamiento .....	41
7.2	Documentación .....	42
7.3	Instalación y puesta en servicio.....	42
8	Referencias.....	43

## 1 Resumen Ejecutivo

El presente informe se enmarca en el Anexo Técnico Sistema de Monitoreo (ATSM) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS) que establece en su Artículo 63 que el Coordinador Eléctrico Nacional deberá realizar a más tardar el 31 de julio de cada año un estudio sobre la instalación, implementación, revisión y actualización del Módulo de Medición Fasorial (MMF), el cual deberá determinar y actualizar los puntos de registro en que se instalarán las PMU, la arquitectura (centralizada o distribuida) del MMF, la ubicación de los concentradores asociados, en los casos que corresponda, y las aplicaciones requeridas por el software para análisis de datos.

Cabe señalar que el MMF tiene como objetivo que el Coordinador adquiera las mediciones en tiempo real de fasores de tensión y corriente, de tal forma que pueda verificar los requerimientos del Artículo 4-28 de la NT SyCS.

En el presente Estudio se muestra la actual arquitectura del MMF implementada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como un catastro de los puntos de medida y su estado de implementación a la fecha. Adicionalmente, para la determinación de los nuevos puntos de registro en que se instalarán las PMU, se consideraron los fenómenos dinámicos presentes en el SEN, requerimientos de monitoreo dinámico del Coordinador, así como la consideración de los cambios topológicos y proyectos en construcción para el periodo de evaluación (junio de 2023 – diciembre de 2024).

En primer lugar, se realizó un levantamiento de los requerimientos de monitoreo y de los fenómenos dinámicos presentes en la operación real del SEN. Paralelamente, se recopilaron los antecedentes de los proyectos de generación y transmisión actuales y en construcción más relevantes para ser monitoreados. Desde el punto de vista de generación, se definieron como relevantes aquellas instalaciones de capacidad instalada mayor o igual a 200 MW para el caso de generación térmica o hidráulica; y de capacidad instalada mayor o igual a 100 MW para el caso de centrales eólicas y solares fotovoltaicas. Para las instalaciones de transmisión, se consideraron los proyectos que modifican la topología existente del Sistema de Transmisión Nacional (STN) o tramos con restricciones por estabilidad dinámica, y las instalaciones del STN de 500 kV como puntos relevantes para la detección de fenómenos inter-área (oscilaciones de pequeña señal, estabilidad angular y de tensión, entre otros).

Por otra parte, y con el objetivo de identificar elementos a ser monitoreados, se evaluaron los resultados de los estudios vigentes del Capítulo 6 de la NT SyCS y del Capítulo 3 de la NT SSCC, entre ellos el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión, Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, Estudio de Plan de Recuperación de Servicio, Estudio para Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas y Estudio de PSS.

Como resultado de los análisis efectuados, se determinó para el caso de centrales generadoras con capacidad instalada mayor o igual a 200 MW que no se presentan nuevas centrales térmicas o hidráulicas a monitorear en el periodo 2023-2024; para parques eólicos y fotovoltaicos, con capacidad mayor o igual a 100 MW, se detectaron como nuevos puntos de monitoreo los parques: Parque Solar Fotovoltaico Wilka, Parque Solar Fotovoltaico Aurora Solar, Proyecto Solar Fotovoltaico Tocopilla, Parque Eólico Horizonte, Parque Eólico Lomas de Taltal, Parque Solar Fotovoltaico Libertad II, Parque Solar Fotovoltaico Libertad III, Parque Solar Fotovoltaico Sol de Vallenar y Parque Solar Fotovoltaico Gran Teno. Por otra parte, con respecto a las instalaciones de transmisión, se determinaron ocho nuevos puntos de monitoreo en niveles de tensión de 500 kV y 220 kV en el STN y, a partir del análisis de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva, se determinó un punto de monitoreo para el SVC de Polpaico.

En relación con los planes de recuperación de servicio, se verificó que los puntos de registro ya instruidos son suficientes para monitorear la frecuencia de, al menos, una barra en todas las islas factibles de formar durante el estado de recuperación, por lo tanto, no se requieren nuevos puntos de monitoreo.

Respecto al estudio de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), se tiene mantienen los mismos puntos de monitores detectados en el informe en su versión 2021 ya que este estudio no se ha actualizado a la fecha.

De acuerdo con el análisis del Estudio para el Diseño de Detalle del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) se determinó que no hay requerimiento de nuevos puntos de monitoreo.

Finalmente, se mantiene la arquitectura distribuida del MMF, donde por limitaciones técnicas del PDC de Crucero, los nuevos puntos de monitores que se encuentran la zona norte grande se deberán conectar a través del nuevo PDC local a cargo de la empresa Transelec.

En resumen, los veinte nuevos puntos de registro que se deberán implementar en el SEN, se muestran en las siguientes tablas:

### Instalaciones de Transmisión

Tabla 1-1 Nuevos puntos de monitoreo Instalaciones de Transmisión.

Zona	Ubicación PMU	Elemento Monitoreado	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo	Coordinado	Comunicar con PDC
NORTE CHICO	K8/K9 de S/E Parinas	Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	Monitoreo de STN 500 kV	Transelec Holdings Rentas Limitada	Maitencillo
NORTE CHICO	J8/J9 de S/E Nueva Maitencillo	Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	Monitoreo de STN 220 kV	Eletrans III S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	J16/J17 de S/E Punta Colorada	Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	Monitoreo de STN 220 kV	Eletrans III S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	J7/J8 de S/E Nueva Pan de Azúcar	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Centella 2x220 kV, 2x580 MVA	Monitoreo de STN 220 kV	Centella Transmisión S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	J14/J15 en S/E Punta Sierra	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Centella 2x220 kV, 2x580 MVA	Monitoreo de STN 220 kV	Centella Transmisión S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	J2/J3 en S/E Centella	Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Centella (ex S/E Nueva Los Pelambres) a Seccionadora del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro)	Monitoreo de STN 220 kV	Centella Transmisión S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	J1/J2 en S/E Centella	Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Centella (ex S/E Nueva Los Pelambres) a Seccionadora del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro)	Monitoreo de STN 220 kV	Centella Transmisión S.A.	Maitencillo
SUR	J5 de S/E Mulchén	Nueva S/E Seccionadora Los Notros 220 kV(ex JMA) – Línea Mulchén – Los Notros C1	Monitoreo de STN 220 kV	Transelec S.A.	Charrúa

## Instalaciones de Generación y Compensación Reactivos

Tabla 1-2 Nuevos puntos de monitoreo Instalaciones de Generación.

Zona	Ubicación PMU	Elemento Monitoreado	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
NORTE GRANDE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque FV Willka	Parque generador de alta capacidad disponible	Inversiones Fotovoltaicas SpA	PDC -Norte Grande
NORTE GRANDE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Planta Fotovoltaica Aurora Solar	Parque generador de alta capacidad disponible	Tamarugal Solar SpA	PDC -Norte Grande
NORTE GRANDE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Planta FV Tocopilla	Parque generador de alta capacidad disponible	Planta Solar Tocopilla SpA	PDC -Norte Grande
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Eólico Horizonte	Parque generador de alta capacidad disponible	Colbún S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Eólico Lomas de TalTal	Parque generador de alta capacidad disponible	ENGIE Energia Chile S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Libertad II	Parque generador de alta capacidad disponible	Libertad SpA	Maitencillo
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Libertad III	Parque generador de alta capacidad disponible	Libertad SpA	Maitencillo
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	Parque generador de alta capacidad disponible	El Sol de Vallenar SpA	Maitencillo
CENTRO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Planta Fotovoltaica Gran Teno	Parque generador de alta capacidad disponible	GR Algarrobo SpA	Alto Jahuel
CENTRO	JT4 de S/E Polpaico	CER Polpaico	Control de tensión	Transec	Alto Jahuel
CENTRO	52JT2 en S/E Maipo	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva (NCER AT)	Monitoreo de STN 220 kV	Celeo Redes Chile Ltda.	Alto Jahuel

En relación con la evaluación de la actual arquitectura distribuida del MMF del SEN, se mantiene la necesidad de implementar un nuevo PDC para concentrar y transmitir las medidas de PMU de las instalaciones del Norte Grande del SEN, considerando que en el mediano plazo se está planificando dejar fuera de servicio permanente el PDC de Crucero.

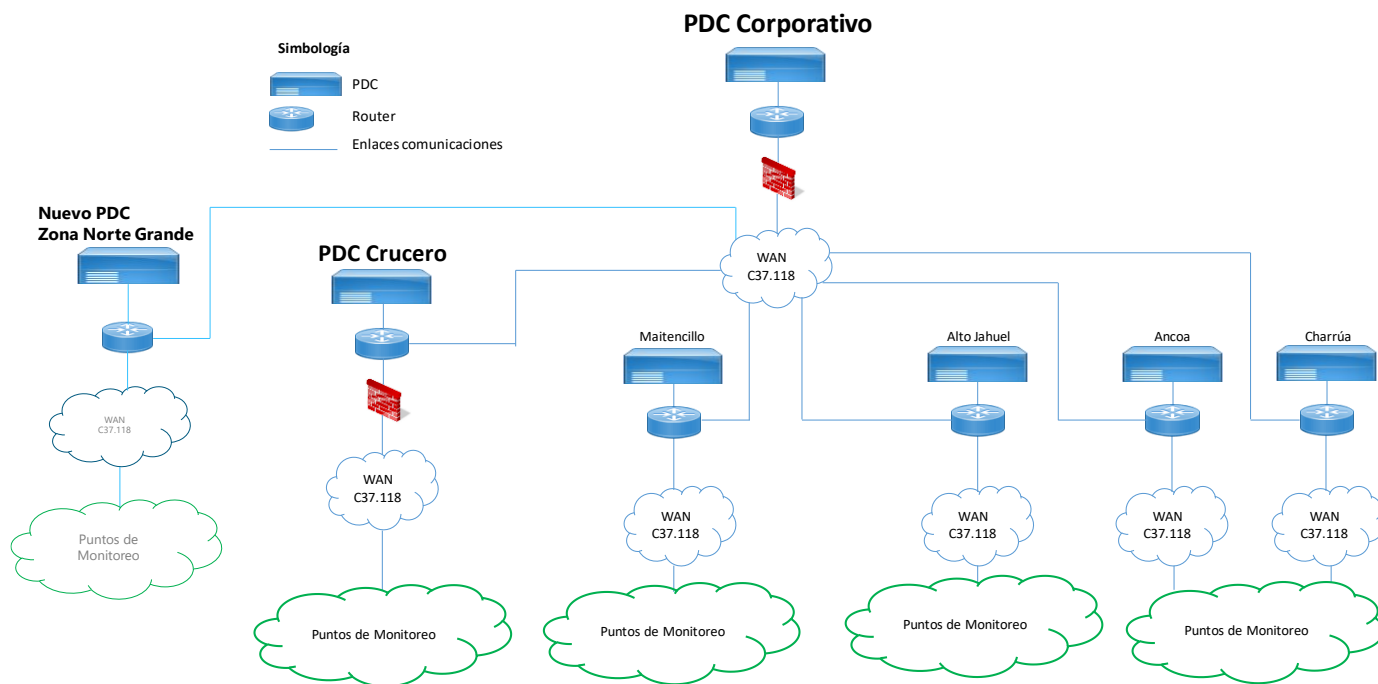


Figura 1-1: Nuevo PDC Norte Grande



## 2 Introducción y objetivos

El Artículo 63 del Anexo Técnico Sistema de Monitoreo (ATSM) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS) establece que el Coordinador Eléctrico Nacional deberá realizar, a más tardar el 31 de julio de cada año, un estudio sobre instalación, implementación, revisión y actualización del módulo de medición fasorial.

Por su parte, el módulo de medición fasorial (MMF) tiene por objeto que el Coordinador adquiera en tiempo real las mediciones de fasores de tensión y corrientes, de tal forma que se posibilite verificar los requerimientos del Artículo 4-28 de la NT SyCS.

Conforme con lo anterior, este estudio tiene como objetivo determinar y actualizar los puntos de registro en que se instalarán las PMU, la arquitectura del MMF, la ubicación de los concentradores asociados (PDC), y las aplicaciones requeridas por el software para análisis de datos.

Es importante destacar que los puntos de monitoreo existentes y propuestos permiten el monitoreo dinámico de la red en tiempo real y el análisis post operativo, lo que permite el aseguramiento de la operación, mejorar la calidad de servicio, así como también, mejorar la conciencia situacional de los despachadores del Coordinador Eléctrico Nacional para la toma de decisiones en tiempo real.

### 2.1 Antecedentes Normativos

Desde el punto de vista normativo, se considera tanto la normativa nacional vigente, como también estándares internacionales relacionados. Entre ellos se destacan los siguientes:

- IEEE C37.118-2005: *IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*
- IEEE C37.118.1-2011: *IEEE Standard for Synchrophasors Measurement for Power Systems*
- IEEE C37.118.2-2011: *IEEE Standard for Synchrophasors Data Transfer for Power Systems*
- IEEE C37.118.1a-2014: *IEEE Standard for Synchrophasors Data Transfer for Power Systems. Amendment 1: Modification of select performance requirements*
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro (NT SyCS), septiembre 2020
- Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC), mayo 2020
- Anexo Técnico Sistema de Monitoreo de la NT SyCS (ATSM), septiembre 2020

### 2.2 Definiciones y abreviaturas

ATSM:	Anexo Técnico Sistema de Monitoreo de la NT SyCS
Coordinador o Coordinador Eléctrico Nacional:	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
CPF:	Control Primario de Frecuencia
CSF:	Control Secundario de Frecuencia
CT:	Control de Tensión

Gran Centro de Generación:	Central o subestación del sistema que concentra 200 MW o más de capacidad de generación
Estudio MMF o Estudio:	Estudio Anual para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial, requerido por el Artículo 63 del ATSM
NT SyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NT SSCC:	Norma Técnica de Servicios Complementarios
PMU:	<i>Phasor Measurement Unit</i> – Unidad de Medición Fasorial
PDC:	<i>Phasor Data Concentrator</i> – Concentrador de Datos Fasoriales
PDC Corporativo:	Concentrador de Datos Fasoriales del Coordinador
PDC Local:	Concentrador de Datos Fasoriales distribuido ubicado en el SEN
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
STN:	Sistema de Transmisión Nacional
WAMS:	<i>Wide Area Monitoring System</i> – Sistema de Monitoreo de Área Amplia

### 3 Metodología de Trabajo

El presente estudio se desarrolló según el siguiente marco de trabajo:

- Revisión del estado actual de actualización, expansión y funcionamiento del MMF del Coordinador.
- Requerimientos de monitoreo dinámico específicos por parte del Coordinador.
- Análisis de los cambios topológicos del SEN en el período 2022-2023 y los fenómenos dinámicos en la operación real que se han originado a partir de ellos.
- Estudio del plan de obras declaradas en construcción, a diciembre de 2024.
- Revisión de los estudios definidos en el capítulo 6 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y en el Capítulo 3 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, considerando el período 2023-2024.
- Definición de aplicaciones requeridas que permiten observar los fenómenos dinámicos.
- Análisis de la validez de la arquitectura actual de la red WAMS, y los eventuales cambios requeridos.
- Definición de nuevos puntos de monitoreo.
- Definición de especificaciones de comunicaciones y estándares de seguridad.
- Presentación del plan de actualización de los puntos de monitoreo actuales, y expansión a nuevos puntos de monitoreo.

En la Figura 3.1, se presenta un diagrama de flujo de la metodología general aplicada en el desarrollo del estudio.

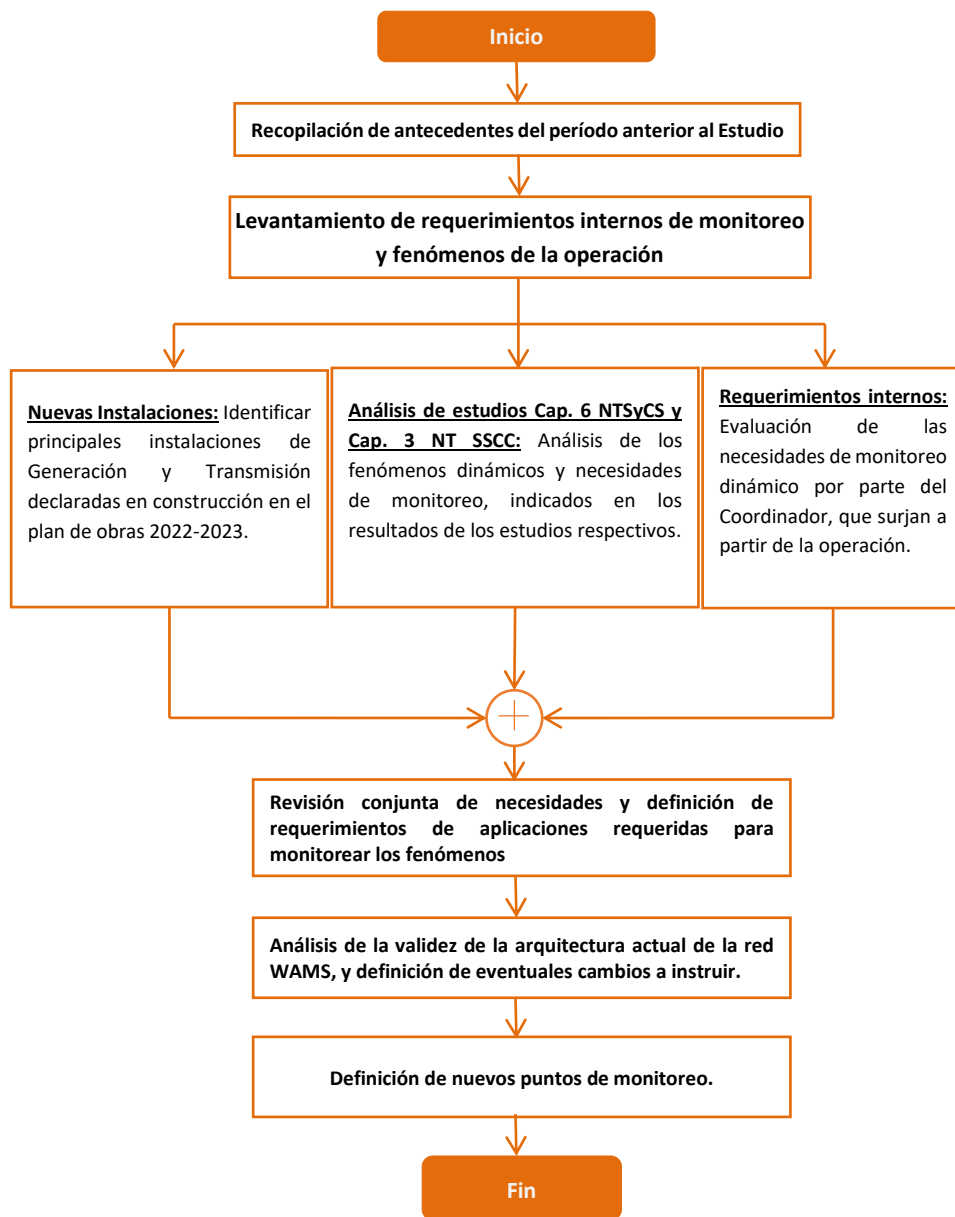


Figura 3.1 Metodología para el desarrollo del Estudio MMF.

### **3.1 Criterios para implementación de puntos de registros**

En relación con la ubicación de los puntos de registro, se mantienen los criterios para permitir la detección de fenómenos dinámicos que se presentan en el SEN y la identificación de las fuentes que originan o participan en dichos fenómenos.

A continuación, se indican los criterios y fenómenos que se consideraron para efectos de determinar los puntos de monitoreo:

- Oscilaciones de potencia, tensión y frecuencia, previstas en estudios u observadas en la operación real.
- Restricciones del sistema de transmisión o fenómenos de estabilidad dinámicos.
- Monitoreo de la frecuencia eléctrica.
- Monitoreo de los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas y Contingencias Críticas.
- Impacto de Instalaciones de transmisión relevantes actuales y futuras, de acuerdo con el plan de obras.
- Monitoreo de islas de acuerdo con los planes de recuperación de servicio.
- Normalización del registro de variables ( $V$ ,  $I$ ,  $f$ ,  $\Delta f/\Delta t$ ) en PMU existentes.
- Monitoreo dinámico de unidades de generación que cuentan con PSS y que participan en los modos de oscilaciones presentes en el SEN.
- Monitoreo del desempeño dinámico de instalaciones críticas para la seguridad del sistema.
- Centros de generación con capacidad instalada mayor a 200 MW para centrales sincrónicas y mayor a 100 MW para centrales solares y eólicas.

## 4 Antecedentes

### 4.1 Estado actual de la red WAMS y puntos de monitoreo

De acuerdo con los resultados de los estudios anteriores, se presenta en la Tabla 4-1 el listado de los puntos de monitoreo requeridos previo al presente estudio y su estado actual de implementación.

Tabla 4-1 Puntos actuales de monitoreo. E/C: En Construcción, E/S: En Servicio

N°	Zona	S/E	Paño	Elemento Por Monitorear	Coordinado Responsable	Estado Actual
1	Norte Grande	Lagunas	J1	Maria Elena - Lagunas 220kV	Transelec	E/S
2	Norte Grande	Parinacota	J1(Antes JT1)	Parinacota - Cóndores 220kV	Transemel	E/C
3	Norte Grande	Tarapacá	J3	Tarapacá - Cóndores 220kV	Transelec	E/C
4	Norte Grande	Collahuasi	JL3	Encuentro - Collahuasi 220kV C1	CMinD.I.Collahuasi	E/S
5	Norte Grande	Crucero	J15	Crucero - Encuentro 220kV C1	Transelec	E/S
6	Norte Grande	Kimal	J17/J18	Kimal - Laberinto 220kV C1	Transelec	E/C
7	Norte Grande	Kimal	K2/K3	Kimal - Los Changos 500kV C1	Transelec	E/C
8	Norte Grande	Tocopilla	J6A	Tocopilla - Crucero 220kV C1	Engie	E/S
9	Norte Grande	Angamos	J5	Angamos - Kapatur 220kV C2	Aes Gener	E/S
10	Norte Grande	Domeyko	J6	Domeyko - Laguna Seca 220kV C1	Minera Escondida	E/S
11	Norte Grande	Domeyko	J3	Domeyko - Puri 220kV C1	Minera Escondida	E/C
12	Norte Grande	Domeyko	J10	SVC de S/E Domeyko	Minera Escondida	E/C
13	Norte Grande	Atacama	J3	O'Higgins - Atacama 220kV C1	Transelec	E/C
14	Norte Grande	Andes	352A03/352C3/4	Andes - Salta 345kV	Aes Gener	E/S
15	Norte Grande	Andes	Bp1/BP2 345kV	Barra BP1 Y BP2 345kV	Aes Gener	E/S
16	Norte Grande	Salta	352C7/8	Andes - Salta 345kV	Aes Gener	E/S
17	Norte Grande	Chacaya	J1	Chacaya - Mejillones 220kV C1	Engie	E/S
18	Norte Grande	Kapatur	J19/J20	Kapatur - Los Changos 220kV C1	Transelec	E/S
19	Norte Grande	Bolero	J3	PFV Bolero	Helio Atacama Tres	E/C
20	Norte Grande	El Arriero	J1	PE Sierra Gorda	Enel Green Power Chile S.A	E/S
21	Norte Grande	C. Tocopilla	-	U16	Engie	E/S
22	Norte Grande	C. IEM	-	IEM1	Engie	E/S
23	Norte Grande	C. Kelar	-	TG1	Tamakaya	E/C
24	Norte Grande	C. Kelar	-	TG2	Tamakaya	E/C

N°	Zona	S/E	Paño	Elemento Por Monitorear	Coordinado Responsable	Estado Actual
25	Norte Grande	C. Mejillones	-	CTM3 TG	Engie	E/S
26	Norte Grande	C. Angamos	-	ANG1	Aes Gener	E/C
27	Norte Grande	C. Cochrane	-	CCH2	Aes Gener	E/C
28	Norte Grande	C. Norgener	-	NT01	Aes Gener	E/C
29	Norte Grande	Laberinto	J11	Laberinto - Kapatur 220kV C1	CTNG	E/C
30	Norte Grande	O'Higgins	J7	O'Higgins - Kapatur 220kV C1	CTNG	E/C
31	Norte Grande	Cerro Dominador	JT1	PFV Cerro Dominador	Atacama Generación	E/S
32	Norte Grande	C. Cerro Dominador	-	Cerro Dominador CSP	Cerro Dominador CSP	E/S
33	Norte Grande	Granja Solar	JT1	PFV Granja Solar	María Elena Solar	E/C
34	Norte Grande	Atacama Solar II	-	PFV Atacama Solar II	Atacama Solar	E/C
35	Norte Grande	C. Angamos	-	Angamos U2	Empresa Eléctrica Angamos	E/C
36	Norte Grande	Rande	-	PFV Finis Terrae Etapa I	Enel Green Power Chile S.A	E/C
37	Norte Grande	Lasana	-	PFV San Pedro	GPG Solar Chile 2017	E/C
38	Norte Grande	Tap Off Quillagua	-	PFV Nuevo Quillagua	PE Quillagua	E/C
39	Norte Grande	Don Antonio	-	PFV Santa Isabel Etapa I	SGF	E/C
40	Norte Grande	Tchamma	-	PE Tchamma	Ar Tchamma	E/C
41	Norte Grande	Central Cerro Tigre	-	PE Cerro Tigre	Huemul Energía Spa (Ar Cerro Tigre)	E/C
42	Norte Grande	Andes (Aes Gener)	J1	PFV Sol de Lila	Enel Green Power Chile S.A	E/C
43	Norte Grande	Sol del Desierto	-	PFV Sol del Desierto	PDFV Sol Del Desierto	E/C
44	Norte Grande	Pampa Tigre	-	PFV Pampa Tigre	Ar Pampa	E/C
45	Norte Grande	Hades	J1	PFV Domeyko	Enel Green Power Chile S.A	E/C
46	Norte Grande	Central Diesel Tamaya	-	PFV Tamaya Solar	Engie Energía Chile S.A.	E/C
47	Norte Grande	El Abra	-	PE Ckani	Ar Alto Loa	E/C
48	Norte Grande	O'Higgins	-	PE Llanos del Viento	Ar Llanos Del Viento Spa.	E/C
49	Norte Grande	Tap Oasis	-	PE Calama	Engie Energía Chile	E/C
50	Norte Grande	Valle del Sol	-	Valle Del Sol	Enel Green Power Chile S.A	E/C
51	Norte Grande	Terciario TR1 de S/E Futuro	-	Andes IIB	Andes Solar Spa	E/C
52	Norte Grande	Palpana	-	PFV Coya	PV Coya	E/C
53	Norte Grande	Mantos Blancos	J1	Lado AT Transformador N° 1 de S/E Mantos Blancos	Minera Mantos Blancos	E/C
54	Norte Grande	Arica	BT3	Lado 66kV Autotransformador N°3 SE Arica	Engie	E/S

N°	Zona	S/E	Paño	Elemento Por Monitorear	Coordinado Responsable	Estado Actual
55	Norte Grande	C.Las Salinas	-	Las Salinas	Enel Green Power Chile S.A.	E/C
56	Norte Grande	C.PFV Elena	-	Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa	Solar Elena Spa	E/C
57	Norte Grande	C.Planta Solar Ceme1	-	Planta Solar Ceme 1	Ceme 1 Spa	E/C
58	Norte Grande	Los Changos	K6	Los Changos - Cumbres 500kV C1	TEN	E/S
59	Norte Chico	Cumbres	K3	Cumbres - N. Cardones 500kV C1	TEN	E/S
60	Norte Chico	Diego de Almagro	J1	Diego de Almagro - Carrera Pinto 220kV C1	Transelec	E/S
61	Norte Chico	Diego de Almagro	JT6	SVC Plus de S/E Diego de Almagro	Transelec	E/C
62	Norte Chico	Cardones	J12	Cardones - San Andres C2	Eletrans	E/S
63	Norte Chico	Cardones	JT4	CER de S/E Cardones	Transelec	E/S
64	Norte Chico	N. Cardones	K2/K3	N. Cardones - N. Maitencillo 500kV C1	Interchile	E/C
65	Norte Chico	Maitencillo	J5	Maitencillo - Guacolda 220kV C1	Guacolda	E/S
66	Norte Chico	Maitencillo	J4	Maitencillo - Don Héctor 220kV C1	Transelec	E/S
67	Norte Chico	Maitencillo	J3	Maitencillo - Don Héctor 220kV C2	Transelec	E/S
68	Norte Chico	N. Maitencillo	K7/K8	N. Maitencillo - N. Pan de Azúcar 500kV C2	Interchile	E/C
69	Norte Chico	Punta Colorada	J4/J5	P. De Azúcar - Punta Colorada 220kV C1	Transelec	E/S
70	Norte Chico	Pan de Azúcar	J3	Pan De Azúcar - Don Goyo 220kV C2	Transelec	E/S
71	Norte Chico	Pan de Azúcar	J4	Pan De Azúcar - Don Goyo 220kV C1	Transelec	E/S
72	Norte Chico	N. Pan de Azúcar	K7/K8	N. Pan De Azúcar - Polpaico 500kV C1	Interchile	E/C
73	Norte Chico	Conejo	JL1	PFV Conejo Solar	Conejo Solar	E/C
74	Norte Chico	Luz del Norte	J1	PFV Luz Del Norte	Luz Del Norte	E/C
75	Norte Chico	Llano de Llampos	J1	PFV Llano de Llampos	Amanecer Solar	E/C
76	Norte Chico	El Romero	J1	PFV El Romero	Acciona	E/S
77	Norte Chico	El Pelicano	JT1	PFV El Pelicano	El Pelicano	E/C
78	Norte Chico	San Juan	J1	PE San Juan	San Juan	E/C
79	Norte Chico	El Arrayán	JT1	PE El Arrayán	El Arrayán	E/C
80	Norte Chico	La Cebada (Ex Don Goyo)	JT1	PE Los Cururos	Los Cururos	E/C
81	Norte Chico	Cabo Leones I	JT1	PE Cabo Leones I	Cabo Leones I	E/C
82	Norte Chico	Cabo Leones II	-	Lado AT Transformador S/E Cabo Leones II	Ibereólica	E/C
83	Norte Chico	Sarco	J1	PE Sarco	Aela Eólica Sarco	E/C
84	Norte Chico	Río Escondido	-	PFV Río Escondido	Condor Energía Spa (Ar Escondido)	E/C
85	Norte Chico	Malgarida	-	PFV Malgarida II	Acciona	E/C
86	Norte Chico	Valle Escondido	-	PFV Valle Escondido	Huemul Energia Spa (Ar Valle Escondido)	E/C
87	Norte Chico	N. Pan de Azúcar	K3	Lado AT Transformador SVC Plus S/E N. Pan de Azúcar	Interchile	E/C
88	Norte Chico	N. Pan de Azúcar	K6	Lado AT Transformador SVC Plus SE N. Pan de Azúcar	Interchile	E/C
89	Norte Chico	Central Cabo Leones III	-	Cabo Leones Fase III	Ibereólica Cabo Leones III Spa	E/C
90	Norte Chico	Diego de Almagro	HT3	Lado 110kV Autotransformador N°3 SE Diego de Almagro	Transelec	E/S
91	Norte Chico	Inca de Oro	-	Diego de Almagro Sur	Colbún S.A.	E/C
92	Norte Chico	C.Sol de Varas	-	Sol de Varas	Austriansolar Chile Tres Spa.	E/C
93	Norte Chico	Campos del Sol	-	PFV Campos de Sol	Enel Green Power Chile S.A	E/S
94	Norte Chico	C Huasco	H1	LT Central Huasco – Maitencillo 110 kV C1	Transelec	E/C
95	Norte Chico	C El Peñón	HT	Lado At Transformador N° 1 de SE C. El Peñón	Enlasa	E/C
96	Norte Chico	Las Palmas	J4	Las Palmas - Los Vilos 220kV C1	Transelec	E/C



N°	Zona	S/E	Paño	Elemento Por Monitorear	Coordinado Responsable	Estado Actual
97	Norte Chico	C.PFV Tamarico	-	Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	Tamarico Solar Dos Spa	E/C
98	Centro	C. San Isidro	-	TG	Enel Generación	E/C
99	Centro	C. San Isidro II	-	TG	Enel Generación	E/C
100	Centro	Los Vilos	J2	Los Vilos - Nogales 220kV C2	Transelec	E/S
101	Centro	C. PE Atacama	-	Parque Eólico Atacama	Parque Eólico Atacama Spa	E/C
102	Centro	C. Nehuenco	-	TG	Colbún	E/S
103	Centro	C. Nehuenco II	-	TG	Colbún	E/S
104	Centro	C. Meseta de Los Andes	-	Meseta de Los Andes	Tercera Región Solar Spa	E/C
105	Centro	C. Quintero	-	TG1	Enel Generación	E/C
106	Centro	Rapel	J1	Rapel - Sec. Alto Melipilla 220 kV C1	Transelec	E/C
107	Centro	Nogales	J7/J8	Los Vilos - Tap Doña Carmen – Nogales 220kV C1	Transelec	E/S
108	Centro	Nogales	J8/J9	Nogales - Quillota 220kV C1	Transelec	E/S
109	Centro	San Luis	J11/J11-12	San Luis - Quillota 220kV C1	Transquillota	E/S
110	Centro	Polpaico	K1	Polpaico - Lo Aguirre 500kV C2	Transelec	E/S
111	Centro	Lo Aguirre	K5/K6	Lo Aguirre - Alto Jahuel 500kV C1	Transelec	E/S
112	Centro	Lo Aguirre	K1/K2	Lo Aguirre - Alto Jahuel 500kV C2	Transelec	E/S
113	Centro	Las Vegas	H1	Las Vegas - San Pedro 110kV C1	Chilquinta	E/C
114	Centro	Alto Jahuel	AT6	TR6 154 Alto Jahuel	Transelec	E/S
115	Centro	Alto Jahuel	K1	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C1	Transelec	E/S
116	Centro	Alto Jahuel	K2	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C2	Transelec	E/S
117	Centro	Alto Jahuel	K5	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C3	AJTE	E/S
118	Centro	Quilapilún	JT1	PFV Quilapilún	Chungungo	E/C
119	Centro	C. Nueva Renca	-	TG	G. Metropolitana	E/C
120	Centro	C. Las Lajas	-	U1	Alto Maipo	E/C
121	Centro	C. Alfalfal II	-	U1	Alto Maipo	E/C
122	Centro	C. Campiche	-	Central Campiche	Aes Gener	E/C
123	Centro	Agua Santa	H8/H13	Agua Santa - Miraflores 110kV C1	Chilquinta	E/C
124	Centro	C. Chacayes	-	U1	Pacific Hydro Chacayes	E/S
125	Centro	C. Colbún	-	U2	Colbún	E/S
126	Centro	C. Pehuenche	JT2	U2	Enel Generación	E/S
127	Centro	Puente Negro	J11/J12	Puente Negro – La Higuera 220kV C2	Alfa Transmisora De Energía S.A	E/C
128	Centro	Itahue	A1	Itahue - Curillínque 154kV	Transelec	E/S
129	Centro	Itahue	AT4	ATR4 154 Itahue	Transelec	E/S
130	Centro	C. Curillínque	JT1	U1	Enel Generación	E/C
131	Centro	Tinguiririca	A5	Tinguiririca - La Higuera 154kV C2 <sup>1</sup>	Transelec	E/S
132	Centro	Tinguiririca	A9	Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C1	Transelec	E/S
133	Centro	Tinguiririca	A10	Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2	Transelec	E/S
134	Centro	C. Antuco	JT1	U1	Enel Generación	E/C
135	Centro	C. El Toro	JT3	U3	Enel Generación	E/C
136	Centro	Colbún	J7	Colbún - Sec. Puente Negro 220kV C1	Colbún Transmisión	E/S
137	Centro	Ancoa	J4	Ancoa - Pehuenche 220kV C1	Transelec	E/S
138	Centro	Ancoa	K6	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	AJTE	E/S
139	Centro	Ancoa	K1	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C1	Transelec	E/S
140	Centro	Entre Ríos	K13/K14	Entre Ríos - Ancoa 500kV C2	Transelec	E/S
141	Centro	Charrúa	J1	Charrúa - Cholguán 220kV	Transelec	E/S
142	Centro	Charrúa	J4	Charrúa - Antuco 220kV C1	Transelec	E/S
143	Centro	Charrúa	J24	Charrúa - Ralco 220kV	Transelec	E/S
144	Centro	Charrúa	K1	Charrúa - Entre Ríos 500kV C1	Transelec	E/S
145	Centro	C. Pangue	JT2	U2	Enel Generación	E/S
146	Centro	C. Ralco	JT1	U1	Enel Generación	E/S
147	Centro	C. Cipreses	-	Central Cipreses U1 ó U2 ó U3	Enel Generación Chile S.A	E/C
148	Centro	C. Isla	-	Central Isla U1 ó U2	Enel Generación Chile S.A	E/C
149	Centro	C. Viñales	-	Central Viñales U1	Maderas Arauco S.A.	E/C
150	Centro	C. Celco	-	Central Celco U1	Celulosa Arauco Y Constitución S.A	E/C

N°	Zona	S/E	Paño	Elemento Por Monitorear	Coordinado Responsable	Estado Actual
151	Centro	Concepción	A3	Concepción - San Vicente 154kV C1	Transelec	E/S
152	Centro	Coronel	A1	Coronel - Tap Quiñeco – Lagunillas 154kV	CGE	E/S
153	Centro	Charrúa	K3	LT Charrúa – Ancoa 500 kV C3	Charrúa Transmisora De Energía S.A.	E/C
154	Centro	C. La Confluencia	-	U1	Tinguiririca Energía	E/S
155	Centro	C. La Higuera	-	U2	Tinguiririca Energía	E/S
156	Sur	C. Angostura	-	U1	Colbún	E/S
157	Sur	San Gabriel	JT1	PE San Gabriel	Acciona	E/S
158	Sur	Seccionadora Rio Malleco	-	PE Malleco Fase I	WPD Malleco	E/S
159	Sur	Parque Eolico Renaico	JL1	PE Renaico II	Enel Green Power Chile S.A	E/S
160	Sur	Seccionadora Rio Malleco	-	PE Malleco Fase II	WPD Malleco	E/S
161	Sur	Seccionadora Los Olmos	-	PE Los Olmos	Energía Eólica Los Olmos	E/C
162	Sur	Río Malleco	J4/J5	Río Malleco - Mulchén 220 kV C2	Transelec	E/C
163	Sur	Valdivia	J3	Valdivia - Pichirropulli 220kV C2	Transelec	E/S
164	Sur	Rahue	J2	Pichirropulli - Rahue 220kV C1	Transelec	E/S
165	Sur	Puerto Montt	J3	Puerto Montt - Canutillar 220kV C1	Transelec	E/S
166	Sur	Puerto Montt	JT41/JT42	CER De S/E Puerto Montt	Transelec	E/S
167	Sur	Melipulli	JL1	Melipulli - Pargua 220 kV C1	STS	E/C
168	Sur	C. Canutillar	-	U2	Colbún	E/S
169	Sur	C. Rucatayo	-	U1	Rucatayo	E/C
170	Sur	Ciruelos	J6	Ciruelos - Lastarria 220kV C2	Transelec	E/S
171	Sur	Aurora	J1	PE Aurora	Aela Eólica Llanquihue	E/C
172	Sur	C Pilmaiquén	B1	LT Central Pilmaiquén – Osorno 66 kV C1	Enel Green Power	E/C
173	Sur	C Pullinque	B2	LT Central Pullinque – Loncoche 66kV C1	CGE	E/C
174	Sur	Puelche Sur	-	PE Puelche Sur	Ar Puelche Sur	E/C
175	Sur	Pichirropulli	J8/J9	Pichirropulli - Tineo 500kV C1	Transelec	E/S
176	Sur	N. Puerto Montt (Tineo)	J4/J5	Pichirropulli - Tineo 500kV C2	Transelec	E/S
177	Sur	Nva. Puerto Montt(Tineo)	J8/J9	Nva. Puerto Montt (Tineo) – Tap Off Llanquihue 220 kV	Transelec S.A	E/C
178	Sur	Puerto Montt	J2	Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV	Transelec S.A	E/C
179	Sur	Ancud	Paño De Línea en S/E Ancud 500 kV	LT Nueva Puerto Montt (Tineo) – Nueva Ancud 500kV C2	Transelec Holdings Rentas Limitada	E/C
180	Sur	Ancud	Paño De Línea en S/E Ancud 500 kV	LT Nueva Puerto Montt (Tineo) – Nueva Ancud 500kV C1	Transelec Holdings Rentas Limitada	E/C
181	Sur	C.Caman	-	Parque Eólico Caman - Etapa 1	Ar Caman Spa	E/C
182	Sur	C.Valdivia	-	Central Valdivia U1	Celulosa Arauco Y Constitución S.A	E/C
183	Sur	C.Palmar	-	Central Palmar U1	Hidropalmar S.A	E/C
184	Sur	C.Pilmaiquen	-	Central Pilmaiquén U1 ó U2 ó U3 ó U4 ó U5	Enel Green Power Chile S.A.	E/C

<sup>1</sup> Esta PMU debe trasladarse, según lo indicado el estudio de 2022.

## 4.2 Arquitectura de la red WAMS del Coordinador

Actualmente, el MMF del Coordinador está implementado a través de una arquitectura distribuida, mediante un PDC Corporativo (con redundancia) ubicado en el datacenter de Movistar Apoquindo, y cinco PDC Locales ubicados en las SS/EE Crucero, Maitencillo, Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa. Estos PDC locales reciben los datos directamente de las PMU, y sólo cumplen funciones de almacenamiento y comunicación de datos hacia el PDC Corporativo, exceptuando el PDC Crucero que, además, cuenta con la capacidad de disponer aplicaciones locales de procesamiento. La arquitectura distribuida de la red del MMF se observa en la Figura 4-1.

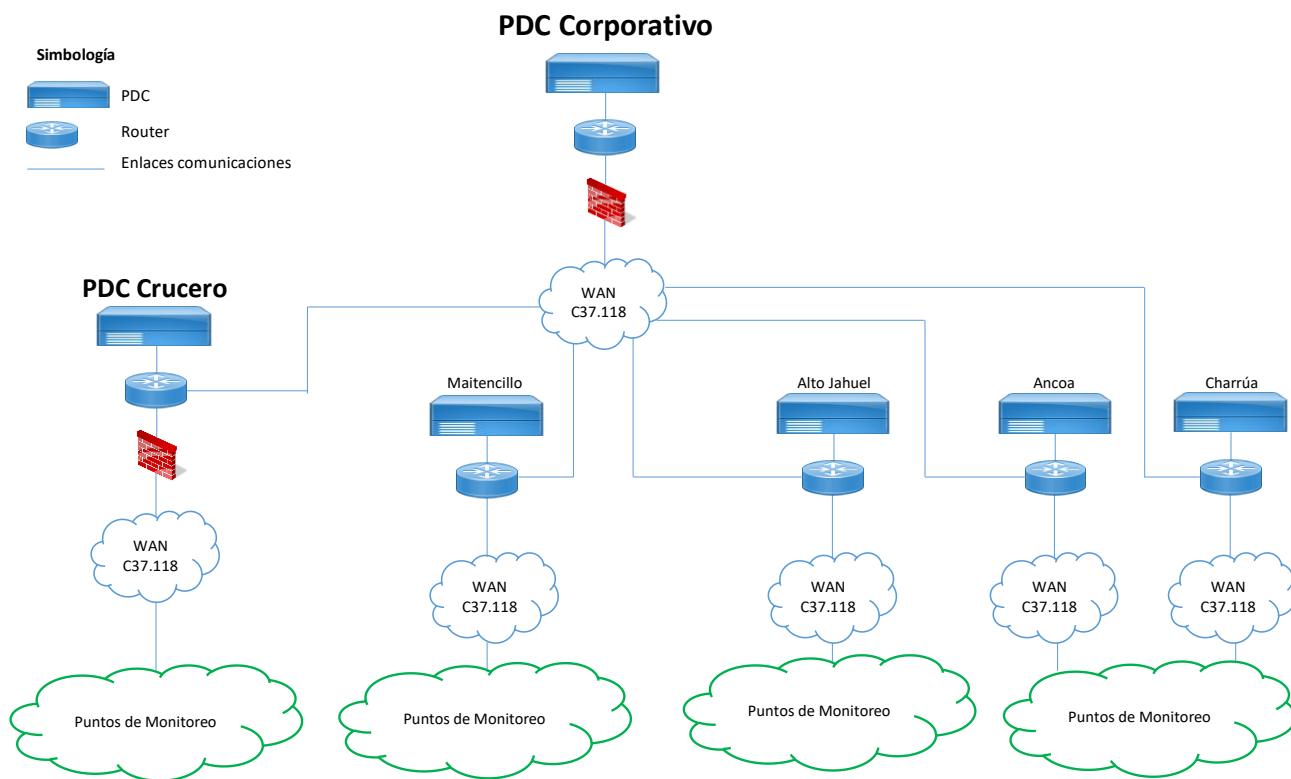


Figura 4-1 Diagrama esquemático de la arquitectura actual de la plataforma WAMS del Coordinador

En relación con el software de monitoreo y aplicaciones sincrofasoriales, en el PDC Corporativo se encuentra instalada la plataforma WAProtector, la cual dispone de las siguientes aplicaciones:

- Detector de diferencia angular.
- Detector de oscilaciones de baja frecuencia (0.001Hz-7.5Hz).
- Detector de fuentes de oscilación.
- Detector de rango de frecuencia.
- Detector de isla.
- Detector de tasas de cambio de variables.
- Detector de niveles (altos/bajos) de variables.
- Detector de estabilidad de tensión (curva PV).
- Detector de desbalances de tensión y corrientes.
- Cálculo de parámetros de líneas en tiempo real.

El protocolo de transferencia de datos fasoriales corresponde al estándar IEEE C37.118. Además, con el objetivo de aumentar la disponibilidad de datos, se establecieron requerimientos de sincronización de datos frente a la pérdida de comunicación entre los PDC Locales y el PDC Corporativo. De esta manera, ante pérdidas de comunicaciones entre PDC, los datos son almacenados en los PDC Locales y enviados al PDC Corporativo una vez restablecida la comunicación. Los requerimientos particulares de este ítem se detallan en la sección 5.7.

### 4.3 PDC Norte Grande

Cabe señalar que, debido a limitaciones técnicas no es factible que el PDC local de Crucero admita la conexión de nuevas PMU de Coordinados, por lo tanto, se requirió la implementación de un nuevo PDC local que permita la concentración y transmisión de las medidas de PMU correspondientes a las instalaciones de la zona del Norte Grande del SEN.

Por lo anterior, se estableció la implementación de un nuevo PDC local en la Zona Norte Grande del SEN al Coordinado Transelec, en una ubicación de esa zona que se definirá en conjunto con el Coordinador y que contemple alta disponibilidad de telecomunicaciones.

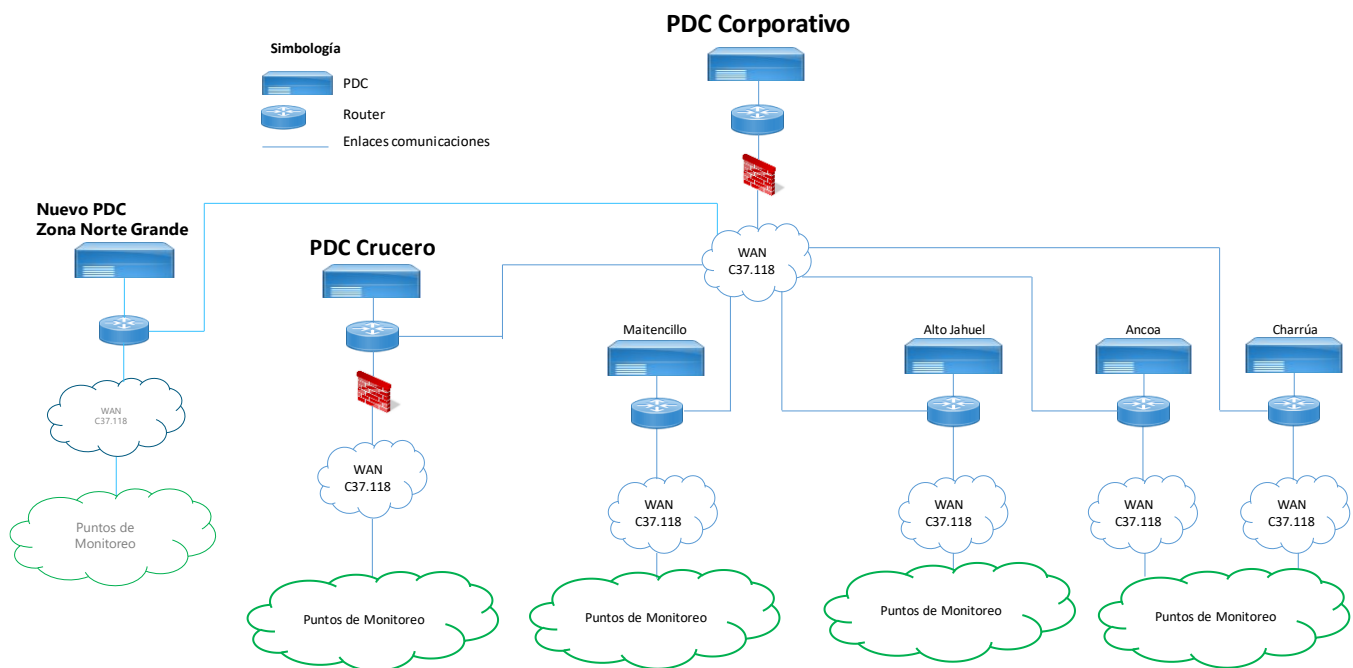


Figura 4-2 Diagrama esquemático de la nueva arquitectura de la plataforma WAMS requerida por el Coordinador.

## 5 Requerimientos de nuevos puntos de monitoreo

### 5.1 Plan de Obras 2023-2024

Se consideran y evalúan todas las obras declaradas en construcción por la CNE al 30 de junio de 2023, y con una fecha de puesta en servicio hasta el 31 de diciembre de 2024.

A partir de los proyectos de generación y transmisión señalados, se evaluó la necesidad de implementar nuevos puntos de monitoreo, teniendo en cuenta las modificaciones topológicas que introducen, esto es, que originen conexiones provisionales en Tap-Off, seccionamiento de circuitos de una línea del sistema de transmisión nacional o nuevas subestaciones que modifiquen la topología de líneas con PMU existentes. Por otra parte, se identifican los proyectos de generación con potencia instalada mayor a 200 MW en el caso de unidades generadoras sincrónicas, y con potencia instalada mayor o igual a 100 MW en el caso de centrales de tecnología solar o eólica.

A continuación, en la Tabla 5-1 se presenta la lista de obras de generación que se consideran en el análisis, y que tienen fecha de puesta en servicio hasta el 31 de diciembre de 2024.

Tabla 5-1 Puntos de monitoreo del SEN determinados a partir del plan de obras de junio-23

Propietario	Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	Punto de conexión
Inversiones Fotovoltaicas SpA	Parque FV Willka	jul-23	Solar Fotovoltaico	109.0	S/E Parinacota 220 kV
GR Algarrobo SpA	Planta Fotovoltaica Gran Teno	nov-23	Solar Fotovoltaico	240.5	S/E Seccionadora Solís 154 kV
El Sol de Vallenar SpA	Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-23	Solar Fotovoltaico	123.2	S/E Algarrobal 220 kV
Colbún S.A.	Parque Eólico Horizonte	ene-24	Eólico	816.2	S/E Parinas 220 kV
Planta Solar Tocopilla SpA	Planta FV Tocopilla	feb-24	Solar Fotovoltaico	227.5	S/E María Elena 220 kV
Libertad SpA	Libertad II	ago-24	Solar Fotovoltaico	136.3	S/E Agrosuper 23 kV
Libertad SpA	Libertad III	ago-24	Solar Fotovoltaico	136.3	S/E Agrosuper 23 kV
ENGIE Energía Chile S.A.	Parque Eólico Lomas de TalTal	oct-24	Eólico	342.0	S/E Parinas 220 kV
Tamarugal Solar SpA	Planta Fotovoltaica Aurora Solar	nov-24	Solar Fotovoltaico	220.0	S/E Granja Solar 220 kV

Tabla 5-2 Plan de obras de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional – instalaciones que cumplen con criterio de monitoreo

Nombre Empresa	Nombre Proyecto	Fecha de Entrada en Operación Según Decreto
Transec Holdings Rentas Limitada	Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	ene-24
Eletrans III S.A.	Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	Abr-22
Centella Transmisión S.A.	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	nov-22
Centella Transmisión S.A.	Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Centella (ex S/E Nueva Los Pelambres) a El Chacay (Seccionadora del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro)	ene-24
Transec S.A.	Nueva S/E Seccionadora Los Notros 220 kV(ex JMA)	ene-24

## **5.2 Evaluación de los Estudios establecidos en la Norma Técnica de SyCS y la Norma Técnica de SCCC**

A partir del análisis de los estudios vigentes requeridos por el Capítulo 6 de la NT SyCS y el Capítulo 3 de la NT SCCC, se analizó la necesidad de nuevos puntos de monitoreo.

### **5.2.1 Restricciones de Transmisión por estabilidad de tensión**

En el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST) publicado en febrero de 2023, se determinaron las máximas transferencias pre y post-contingencia por el sistema de transmisión nacional. Particularmente, en aquellas líneas afectas a problemas asociados a regulación y estabilidad de tensión se realizaron sensibilizaciones mediante el aumento de transferencias, determinándose sus límites por estabilidad de tensión.

La evaluación de las restricciones en el sistema de transmisión contempla las limitaciones impuestas por las capacidades térmicas de las líneas y los elementos serie del sistema de transmisión, las limitaciones operacionales por estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia, estabilidad transitoria y permanente, de acuerdo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en el Capítulo 5 de la NT SyCS.

En el ERST se establecen las transferencias máximas por estabilidad de tensión para las líneas de gran longitud, así como por regulación de tensión en los extremos de dichas líneas. En la Tabla 5-3 se resumen las contingencias aplicadas para la determinación de restricciones de transmisión del estudio ERST y en la Tabla 5-4 se muestran aquellos tramos con límites en condición post contingencia para las zonas Norte Grande, Norte Chico, Centro y Sur del SEN.

Tabla 5-3: Resumen de Contingencias consideradas en estudio ERST

Zona	Contingencia/Límites por Estabilidad de Tensión	Límites por Estabilidad Oscilatorio y Sincrónica		
		Falla Limitación Severidad	Falla Limitación Severidad	Falla Limitación Severidad
Norte Grande	Caso A: Desconexión U16 con 1500 MW por línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre y 1300 MW por línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV sentido Sur->Norte. - Caso Base: Con 2 unidades Guacolda. - Sensibilidad con Guacolda fuera de servicio.	Salida Intempestiva U16	Ajustada a límite de estabilidad transitoria	Sev. 5
	Caso B: Desconexión 1 circuito de líneas del sistema Kimal – Polpaico 500 kV, con 1000 MW por línea Los Changos – Cumbre 500 kV sentido Norte->Sur. - Caso Base: Con 2 unidades Guacolda. - Sensibilidad con Guacolda fuera de servicio.	1 circuito de líneas de 500 kV Kimal – Los Changos, Los Changos – Cumbre y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.	Ajustada a límite de estabilidad transitoria	Sev. 4
Norte Chico	Caso A: Desconexión 1 circuito de línea Los Changos – Cumbre y Desconexión 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico sentido Norte->Sur Caso A1: inercia baja en zona centro-norte - Caso Base: Demanda Alta, 2 unidades Guacolda, Nueva Ventanas y 2 CC San Luis. - Sensibilidad con nuevas líneas de 220 kV. - Sensibilidad con Guacolda fuera de servicio. Caso A2: inercia media en zona centro-norte. - Caso Base: Demanda Alta, 3 unidades Guacolda, Nueva Ventanas, Campiche y 3 CC San Luis. - Sensibilidad con nuevas líneas de 220 kV.	1 circuito de línea Los Changos – Cumbre 500 kV 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	Ajustada a límite de estabilidad	Sev. 4
	Caso B: Desconexión 1 circuito de línea Los Changos – Cumbre y Desconexión 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico sentido Sur->Norte Caso B1: Demanda Alta, Nueva Ventanas, 2 CC San Isidro + 2 CC Nehuenco + Rapel. Caso B2: Sensibilidad Demanda Media, dos unidades Guacolda y con 1500 MW por línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre y 1300 MW por línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV sentido Sur->Norte.	1 circuito de línea Los Changos – Cumbre 500 kV 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Salida Intempestiva U16	Ajustada a límite de estabilidad permanente y transitoria	Sev. 4 y Sev. 5
Centro Sur 500 kV	Caso A1: Demanda Baja Noche 1 CC San Luis. Caso A2: Demanda Baja Noche sin CC. Caso B1: Demanda Alta Noche 2 CC San Luis. Caso B2: Demanda Alta Noche. 1 CC San Luis. Nueva Renca, Ventanas, Rapel F/S	Casos A1, A2 y B1 Salida Intempestiva IEM Caso B2 Salida Intempestiva Nehuenco I	Ajustada a límite de estabilidad	Sev. 5
Quinta Región	Nueva Ventanas y Campiche E/S. Ventanas 2 F/S. Demanda alta noche	Transformador Ventanas 220/110 kV	Ajustada a límite térmico	Sev. 8
Centro Sur 220 kV	2 CC + 1 TG en San Luis Nueva Renca, Ventanas, Rapel F/S	Polpaico – Nva. Lampa 220 kV L1	Ajustada a límite térmico	Sev. 4
		Puente Negro – Colbún 220kV C1	Ajustada a límite térmico	Sev. 4
Concepción	Petropower, MAPA TG7 E/S	Charrúa – Concepción 220 kV	Ajustada a límite térmico	Sev. 4
Sur	Caso A: Desconexión Canutillar U1 Demanda Alta, 2 unidades Canutillar, CER Pto. Montt F/S	Salida Intempestiva Canutillar U1	Ajustada a límite de estabilidad	Sev. 5
	Caso B: Desconexión Canutillar U1 Demanda Alta, 1 unidad Canutillar, CER Pto. Montt E/S	Salida Intempestiva Canutillar U1	Ajustada a límite de estabilidad	Sev. 5

Tabla 5-4: Líneas del SEN con restricciones de transferencias que presentan condiciones de inestabilidad de tensión post-contingencia

Tramo	Circuito	Cap. Elementos Serie [MVA]	Limitación Tramo (1) [MVA]	Causa
Changos – Cumbre 500 kV	C1	CCSS 2x1585 2x2140 (15 min)	Norte→Sur: Caso A2 1718	Norte→ Sur: Caso A2 Excursión angular
Changos – Cumbre 500 kV	C2		Sur→Norte: Caso B1 1770	Sur→ Norte: Caso B1 Est. Tensión
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	C1	CCSS 2x1700 2x2210 (15 min)	Norte→Sur: Caso A1 y A1s1: 1900	Norte→Sur: Caso A1, A1s1 y A1s2: Reg. Tensión
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	C2		Caso A1s2 1860 Caso A2: 2088 Caso A2s: 2087 Sur→Norte: Caso B1 1820	TTCC+factor de seguridad / Reg. Tensión (2) Sur→Norte: Caso B1 Reg. Tensión
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV	L1	CCSS Permanente 4x1472 Sobrecarga 30 min. 2x1936 + Sobrecarga 15 min. 2x1927 (3)	Caso A1: (4) Caso A2: 2886 Caso B1: (5) Caso B2: 2958	Casos A1: (4) Casos B1: (5) Casos A2 y B2: Reg. Tensión
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV	L2			
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV	L3			
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV	L4			
Entre Ríos – Ancoa 500 kV	L1	CCSS Permanente 2x1472 Sobrecarga 30 min. 2x1847 (3)	Caso A1: (4) Caso A2: 1577 Caso B1: (5) Caso B2: 1812	Casos A1: (4) Casos B1: (5) Casos A2 y B2: Reg. Tensión
Entre Ríos – Ancoa 500 kV	L2			
Charrúa – Ancoa 500 kV	L3	CCSS Permanente 1697 Sobrecarga 15 min. 2376 (3)	Caso A1: (4) Caso A2: 1833 Caso B1: (5) Caso B2: 2093	Casos A1: (4) Casos B1: (5) Casos A2 y B2: Reg. Tensión
Charrúa - Entre Ríos 500 kV	L1	S/E Charrúa Trafo. 3x750 (Protecciones 970 x Bco.)		
Charrúa - Entre Ríos 500 kV	L2			
Nva. Puerto Montt (Tineo) - Puerto Montt 2x220 kV	C1	-	Caso A: 104 Caso B: 151	A: Reg. Tensión B: Reg. Tensión
Nva. Puerto Montt (Tineo) - Tap Off Llanquihue 2x220 kV	C2	-	Caso A: 123 Caso B: 164	A: Reg. Tensión B: Reg. Tensión
Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 2x220 kV	C2	-	Caso A: 81 Caso B: 120	A: Reg. Tensión B: Reg. Tensión

(1) Límites post contingencia

(2) El valor utilizado en la operación en tiempo real corresponde a 2000 MVA medido en la S/E Polpaico, considerando un factor de seguridad con el objetivo de no sobrepasar la capacidad de sobrecarga permanente de los TTCC de esta subestación - 2078 MVA (Ver Minuta DAOP N°02/2021).

**Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.



- (3) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.
- (4) Fueron alcanzadas Transferencias Ancoa – Alto Jahuel del orden de 2935 MW postcontingencia y 2498 MW precontingencia, donde ya no era posible aumentar transferencias con las unidades despachadas.
- (5) Fueron alcanzadas Transferencias Ancoa – Alto Jahuel del orden de 3011 MW postcontingencia y 2600 MW precontingencia, donde ya no era posible aumentar transferencias con las unidades despachadas.

A partir de lo indicado en la Tabla 5-4, se determinó lo siguiente:

- **Tramo Changos – Cumbre 500 kV**  
Actualmente, se cuenta con unidades PMU en S/E Changos (pañó K6) y S/E Cumbre (pañó K3) por lo que no se definen puntos de monitoreo adicionales.
- **Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV**  
En S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV hay puntos de monitoreo instruidos en los paños K7/K8, por lo que no se definen puntos de monitoreo adicionales.
- **Ancoa - Alto Jahuel 500 kV**  
Actualmente, se cuenta con unidades PMU en S/E Ancoa (paños K1 y K6) y S/E Alto Jahuel (paños K1, K2 y K5) por lo que no se definen puntos de monitoreo adicionales.
- **Entre Ríos – Ancoa 500 kV**  
Actualmente, se cuenta con unidades PMU en S/E Entre Ríos (paños K13 y K14) por lo que no se proponen puntos de monitoreo adicionales.
- **Charrúa – Ancoa 500 kV**  
En S/E Charrúa 500 kV hay un punto de monitoreo instruido en el paño K3, por lo que no se definen puntos de monitoreo adicionales.
- **Charrúa - Entre Ríos 500 kV**  
Actualmente, se cuenta con unidades PMU en S/E Charrúa (pañó K1) por lo que no se proponen nuevos puntos de monitoreo adicionales.
- **Nva. Puerto Montt (Tineo) - Tap Off Llanquihue 220 kV y Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV**  
Actualmente se cuenta con dos puntos de monitoreo instruidos en 220kV, uno en el paño J2 de la S/E Puerto Montt y otro en los paños J8/J9 de la S/E Nva Puerto Montt (Tineo), por lo que no se definen puntos de monitoreo adicionales.

En la Tabla 5-5 se resumen los puntos de monitoreo requeridos en los estudios anteriores en tramos que presentaban limitaciones por estabilidad o regulación de tensión.

Tabla 5-5 Tramos con puntos de monitoreo por restricciones de transferencia instruidos en estudios anteriores.

Área	Tramo	Estado PMU	Ubicación PMU
Norte Grande	Laberinto – Kapatur 2x220 kV	E/C	J11 de S/E Laberinto
	O’Higgins – Kapatur 2x220 kV	E/C	J7 de S/E O’Higgins
	Los Changos – Cumbre 2x500 kV	E/S	K6 de S/E Los Changos
	Los Changos – Cumbre 2x500 kV	E/S	K3 de S/E Cumbre
Norte Chico	P. de Azúcar – P. Colorada 2x220 kV	E/S	J4/J5 de S/E Punta Colorada
		E/S	J3 de S/E Pan de Azúcar
		E/S	J4 de S/E Pan de Azúcar
	P. de Azúcar – Nogales 2x220 kV	E/S	J3 de S/E Pan de Azúcar
		E/C	J4 de S/E Las Palmas
		E/S	J2 de S/E Los Vilos
		E/S	J7/J8 S/E Nogales
	Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	E/S	K7/K8 de S/E Nva. Pan de Azúcar
Centro	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV	E/S	K1 de S/E Alto Jahuel
		E/S	K2 de S/E Alto Jahuel
		E/S	K5 de S/E Alto Jahuel
		E/S	K6 de S/E Ancoa
	Entre Ríos - Ancoa 500 kV	E/S	K13/K14 de S/E Entre Ríos
	Ancoa – Charrúa 500 kV	E/C	K3 de S/E Charrúa
Charrúa - Entre Ríos 500 kV	E/S	K1 de S/E Charrúa	
Sur	Río Toltén – Ciruelos 220 kV	E/S	J6 de S/E Ciruelos
	Nva. Puerto Montt (Tineo) - Tap Off Llanquihue 220 kV	E/S	J8/J9 de S/E Nva. Puerto Montt (Tineo)
	Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV	E/C	J2 de S/E Puerto Montt
	Pichirropulli – Rahue 220 kV	E/S	J2 de S/E Rahue
	Rahue – Frutillar Norte 220 kV	E/S	J2 de S/E Rahue

### 5.2.2 Control de tensión

En el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR) publicado en junio de 2023, se determinaron las barras más débiles en cada Área de Control de Tensión (ACT) del SEN, tanto para condiciones de pre y post contingencia. En todas las condiciones y escenarios analizados se cumple con los límites de tensión establecidos en la NT SyCS. Se realizó un levantamiento de la disponibilidad de puntos de monitoreo en las vecindades de dichas barras.

Por otro lado, también se identificaron, para cada ACT, los recursos más críticos para el control de tensión, en términos de la incidencia  $\partial Q_{iny}/\partial Q_{barra}$  sobre las barras más débiles del área, y se evaluó la disponibilidad de puntos de monitoreo en las cercanías de dichos recursos.

#### ACT Norte Grande

El área Norte Grande corresponde a las instalaciones desde la S/E Los Changos hacia el norte y se distinguen dos subáreas de CT: subárea norte-centro, que se compone por las subestaciones al norte de las SS/EE O’Higgins y Laberinto, y la subárea sur, correspondiente a Domeyko, la cual comprende las barras de 220 kV de SS/EE Andes, Nueva Zaldívar, Domeyko y Puri.

Se identificó que, en estado pre y post contingencia, la barra más débil de la subárea norte corresponde a Parinacota 220 kV. Actualmente hay una PMU instruida para la S/E Parinacota.

En esta subárea los recursos más eficaces de control de tensión corresponden a las centrales sincrónicas Chapiquiña, Norgener, Cerro Dominador y Cochrane. Respecto de las centrales ERV, las más eficaces corresponden a las centrales Wilka, La Huayca II, Pozo Almonte Solar II/III y Granja Solar. No se establecen necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

En cuanto a la subárea sur, la barra más débil corresponde a Andes 220 kV. Para esta condición, actualmente no existe monitoreo de forma directa, pero se monitorea de manera indirecta con una PMU en la barra de 345 kV y dos PMU en la línea Andes – Salta 345 kV. El único recurso que permite el control dinámico de tensión en esta subárea corresponde al SVC Domeyko. En cuanto a las centrales ERV, la más eficaz es la central Cerro Tigre. No se establecen necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

Si se reactiva el intercambio radial de energía con Argentina (importación/exportación), a cargo de AES Andes, se debe habilitar y revisar el correcto funcionamiento de las PMU instruidas en S/E Andes.

### **ACT Norte Chico**

En esta área de control se distinguen dos subáreas de control de tensión: subárea norte correspondiente al subsistema de 220 kV y 110 kV, entre las subestaciones Paposo 220 kV, Illapa 220 kV y Cumbre 220 kV, y la subárea centro-sur, que incluye los sistemas de 500, 220 y 110 kV entre las barras de 500 kV de S/E Los Changos y de 220 kV de S/E Illapa por el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico y de 220 kV de la SS/EE Nueva Los Pelambres y Los Vilos, por el sur.

La barra más débil de la subárea norte del ACT Norte Chico pre-contingencia corresponde a S/E Paposo 220 kV y las barras más débiles post contingencia corresponde a las de S/E Francisco y S/E Cachiyuyal 220 kV. Actualmente, la PMU en 220 kV más cercana a S/E Paposo, S/E Francisco y S/E Cachiyuyal corresponde a la instruida en Parque Conejo Solar, permitiendo monitorear indirectamente la tensión de las barras débiles anteriores. Por otra parte, el único recurso que permite el control dinámico de la tensión dentro de esta subárea corresponde al SVC Plus de Diego de Almagro. Con respecto a los parques ERV, los más eficaces para el control de tensión de las barras de SS/EE Paposo, Francisco y Cachiyuyal son los parques de PFV Conejo Solar y Pampa Solar Norte. Dichos parques ERV han sido instruidos para PMU.

En relación con la subárea centro-sur del sistema de 500 kV, las barras más débiles pre-contingencia corresponde a la S/E Parinas, mientras que la barra más débiles post contingencia corresponden a las de SS/EE Nueva Pan de Azúcar y Parinas. Los recursos más eficaces para el control de tensión en este sistema corresponden al CER de Cardones y los SVC de Nueva Pan de Azúcar, ambos con una respectiva PMU en servicio.

En el sistema de 220 kV, cuando opera enmallado, la barra más débil pre-contingencia corresponde a la S/E Parinas y las barras más débiles post-contingencia corresponde a las de SS/EE Don Goyo y Parinas. Cuando se opera el sistema de 220 kV abierto en la S/E Don Héctor, medida aplicada durante horas de alta generación solar, la barra más débil pre y post contingencia es la S/E Don Héctor. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo

adicionales. Para el control dinámico de tensión de las barras de 220 kV los recursos más eficaces corresponden al CER de Cardones, el CER de Maitencillo, la central Guacolda, los CER de Pan de Azúcar y la central los Molles. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

### **ACT Centro – Norte**

Esta área de control está conformada por los sistemas de 500, 220 y 110 kV de la zona centro del SEN, comprendidos, desde el norte entre las barras de Los Vilos 220 kV y las barras de Polpaico 500 kV, y desde el sur, por las barras de Alto Jahuel 500, 220, 110 kV. Esta ACT está compuesta de tres subáreas, correspondiente al área centro 500 kV y 220 kV, a la Región Metropolitana 220 kV y 110 kV, y a la Quinta región Costa 220 kV y 110 kV.

Las barras más débiles de la subárea de 500 kV y 220 kV del ACT Centro-Norte, ante la pérdida de uno de los circuitos de la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV, la pérdida del STATCOM de Cerro Navia 220 kV y la pérdida de uno de los circuitos Quillota – Nogales respectivamente, corresponden a las barras de S/E Polpaico 500 kV y a las de las SS/EE Lo Aguirre y Nogales 220 kV. Los aportes de potencia reactiva más eficaces corresponden al STATCOM de Cerro Navia y CER de Polpaico. En cuanto a las centrales ERV se destaca la participación de PE La Estrella en la barra de S/E Lo Aguirre 220 kV y el parque PFV Carmen Solar en la barra de Nogales 220 kV. Para esta subárea, no se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales

Las barras más débiles de la subárea de la Región Metropolitana del ACT Centro-Norte, pre y post contingencia, corresponden a las de S/E El Salto 220 kV para los 3 escenarios analizados en el estudio. Los aportes de reactivos más eficaces corresponden a las centrales despachadas en la zona, tales como las centrales de Nueva Renca, Florida, Puntilla, Alfalfal, Alfalfal 2 y las Lajas. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

La barra más débil de la subárea de la Quinta Región Costa 220 kV y 110 kV del ACT Centro-Norte, pre y post contingencia, corresponde a la S/E Cerro Calera 110 kV. Los aportes de reactivos más eficaces corresponden a las centrales térmicas despachadas en la zona, lo cual corresponde a las centrales Nueva Ventanas, Campiche y Aconcagua. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales

### **ACT Centro – Sur**

Esta área de control se divide en tres subáreas, la subárea de 500/220 kV, subárea de 154 kV y la subárea de Concepción.

En el sistema de 500 kV, La barra más débil corresponde a la S/E Entre Ríos. Los recursos de control de tensión más efectivos son: La central Candelaria para el control de S/E Alto Jahuel, y las centrales de Santa María, Alto Renaico y Renaico para controlar entre SS/EE de Ancoa y Charrúa. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

En el sistema de 220 kV, la barra más débil corresponde a la S/E Los Peumos de 220 kV. Los recursos de control de tensión más efectivos son: las centrales Candelaria, Chacayes, Sauzal y Sauzalito para controlar entre las SS/EE Alto Jahuel y Maipo; las centrales Candelaria, Colbún, Pehuenche para controlar entre las SS/EE de Candelaria y Puente Negro; las centrales de Colbún, Pehuenche y Machicura para controlar entre las SS/EE de Colbún y Ancoa;

las centrales de Santa María, Alto Renaico y Renaico para el control de S/E Charrúa; las centrales de Angostura y Ralco para el control de S/E Los Notros y las centrales Alto Renaico, Renaico y Río Picoiquén para barras al sur de la S/E Charrúa. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

En cuanto a la efectividad de las centrales ERV, los recursos más efectivos para el control de tensión son: la central PE La Flor, PE Negrete, PE Alena y PE Mesamávida para controlar las SS/EE Entre Ríos y Charrúa; las centrales PE Renaico, PE San Gabriel, PE Los Olmos y PE Tolpán Sur para controlar entre las SS/EE de Charrúa y Mulchén; las centrales de PE Malleco Norte y PE Malleco Sur para el control de la S/E Malleco; la central PE La Flor y PE Negrete para el control de S/E Los Peumos. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

Las barras más débiles de la subárea de 154 kV, pre y post contingencia corresponden a S/E Paine. Los recursos internos que entregan una mayor efectividad en el CT son las centrales Embalse Ancoa, Convento Viejo, San Ignacio, Pacífico, La Higuera y La Confluencia. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

Las barras más débiles de la subárea de Concepción, pre y post contingencia corresponden a la S/E de Concepción 220 kV y las SS/EE de Coronel y Alonso de Ribera 154 kV. Los principales recursos internos corresponden a las centrales generadoras MAPA, Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower), Coronel, Arauco, Horcones, Escuadrón y Newén. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

### **ACT Sur**

Las barras más débiles en condiciones pre y post contingencia corresponden a las barras de las SS/EE Pargua, Nueva Ancud 220 kV, Chiloé 220 kV y Gamboa 220 kV. Los recursos más efectivos para el control de tensión en esta área son: la central Valdivia, Calle Calle, Pullinque y el CER de Puerto Montt en menor medida para el sistema comprendido entre las SS/EE Cautín y C. de Huichahue; el CER de Puerto Montt, centrales Rucatayo, Canutillar y Pilmaiquén para el sector comprendido entre las SS/EE Nueva Pichirropulli y Tineo; el CER de Puerto Montt y las centrales Canutillar, Rucatayo y Trincao para el control en la S/E Puerto Montt y Gamboa. Con respecto a las centrales ERV, se concluye que los recursos más efectivos son PE Caman y PE Puelche Sur para las SS/EE entre Cautín y Rahue; PE Aurora y PE San Pedro para las SS/EE entre Tineo y Gamboa. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

A continuación, se resumen las barras más débiles en condición pre y post contingencia por área.

Tabla 5-6 Barras más débiles en condición pre y post-contingencia por área y subárea de control de tensión

ACT	Subárea	Barra más débil	Estado	Ubicación PMU
Norte Grande	Norte	Parinacota 220 kV	E/C	Línea Parinacota – Córdoros (J1 Parinacota)
Norte Grande	Sur	Andes 220 kV	E/C	Barra 354 kV de S/E Andes
Norte Chico	Norte	Paposo 220 kV	E/C <sup>1</sup>	PFV Conejo
Norte Chico	Norte	Francisco	E/C <sup>1</sup>	PFV Conejo
Norte Chico	Norte	Cachiyuyal	E/C <sup>1</sup>	PFV Conejo
Norte Chico	Centro-Sur	Parinas 500 kV	*	Línea Parinas – Cumbres (K8/K9 Parinas)
Norte Chico	Centro-Sur	Nueva Pan de Azúcar 500 kV	E/S	Línea NvaPan de Azu – Polpaico (K7/K8 Nva Pan de Azu)
Norte Chico	Sistema 220kV	Don Goyo	E/S	Líneas Pan de Azúcar - Don Goyo (J3 o J4 Pan de Azu)
Norte Chico	Sistema 220kV	Don Héctor	E/C	PFV El Romero
Centro –Norte	500 y 220 kV	Polpaico 500 kV	E/S	Línea Polpaico – Lo Aguirre (K1 Polpaico)
Centro –Norte	500 y 220 kV	Lo Aguirre 220 kV	E/S <sup>1</sup>	Líneas Lo Aguirre - Alto Jahuel (K5/K6 o K1/K2 Lo Aguirre)
Centro –Norte	500 y 220 kV	Nogales 220 kV	E/S	Línea Nogales - Los Vilos (J7/J8 Nogales)

ACT	Subárea	Barra más débil	Estado	Ubicación PMU
Centro –Norte	Reg.Metropolitana	El Salto 220 kV	E/S <sup>1</sup>	Línea Polpaico – Lo Aguirre (K1 Polpaico)
Centro –Norte	Quinta Región Costa	Cerro Calera 110 kV	E/S <sup>1</sup>	Línea Las Vegas – San Pedro (H1 Las Vegas)
Centro –Sur	500 kV	Entre Ríos	E/S	Línea Entre Ríos – Ancoa (K13/K14 Entre Ríos)
Centro –Sur	220 kV	Los Peumos	E/C <sup>1</sup>	Línea Río Malleco – Mulchén (J4/J5 Río Malleco)
Centro –Sur	154 kV	Paine	E/S <sup>1</sup>	Línea Tinguiririca - Tap Malloa (A9 o A10 Tinguiririca)
Centro –Sur	Concepción	Concepción 220 kV	E/S <sup>1</sup>	Línea Concepción - San Vicente (A3 concepción)
Centro –Sur	Concepción	Coronel 154 kV	E/S <sup>1</sup>	Línea Coronel – Lagunillas (A1 Coronel)
Centro –Sur	Concepción	Alonso de Ribera 154 kV	E/S <sup>1</sup>	Línea Concepción - San Vicente (A3 Concepción)
Sur	-	Pargua	E/S <sup>1</sup>	Línea Melipulli – Pargua (JL1 Melipulli)

<sup>1</sup>: La tensión de la barra puede ser monitoreada indirectamente a través del punto de monitoreo indicado, por lo que no se consideran PMU adicionales.

\*: Nueva PMU instruida

En cuanto al uso de recursos para el control de tensión y la necesidad de observar la respuesta dinámica de los equipos de compensación reactiva que prestan este servicio, ya existen equipos PMU instruidos para los CER/SVC con capacidad de inyección superior o igual a 100 MVar, a excepción del CER de Polpaico que se instruye como nuevo punto de monitoreo.

En la Tabla 5-7 se observan los puntos de monitoreo asociados a los recursos de control de tensión por compensación reactiva.

Tabla 5-7 Puntos de monitoreo de equipos de compensación reactiva que prestan control de tensión

Área	Subárea	S/E	Paño	Elemento Monitoreado	Estado PMU
Norte Grande	Norte	Domeyko	J10	SVC Domeyko	E/C
Norte Chico	Norte	Diego de Almagro	JT6	SVC Plus Diego de Almagro	E/S
	Centro Sur	Cardones	JT4	CER Cardones	E/S
		Nueva Pan de Azúcar	K3	SVC Plus Nueva Pan de Azúcar	E/C
		Nueva Pan de Azúcar	K6	SVC Plus Nueva Pan de Azúcar	E/C
		Polpaico	JT4	CER Polpaico	Nuevo Punto
Sur	---	Puerto Montt	JT41/JT42	CER Puerto Montt	E/S

### 5.2.3 Plan de Recuperación de Servicio

El estudio para Plan de Recuperación de Servicio (PRS) publicado en mayo 2023 especifica las secuencias de maniobras para el restablecimiento del servicio en el sistema y/o en determinada isla eléctrica afectada. Por lo tanto, es necesario monitorear cada isla o zona definida para el PRS, para la posterior sincronización con otra isla o el resto del sistema.

El Norte Grande comprende 7 áreas para el PRS: Arica, Iquique, Tarapacá, Centro, O’Higgins, Capricornio y Cordillera. De acuerdo con el estudio PRS 2023 no se requieren PMU adicionales en estas áreas.

La zona Norte Chico comprende 4 áreas de recuperación: Diego de Almagro, Cardones, Pan de Azúcar e Interconexión. En esta zona, además de las PMU de las SS/EE Diego de Almagro, Cardones, Maitencillo, Pan de Azúcar, Nva. Cardones, Nva Maitencillo y Nva. Pan de Azúcar, no se requieren PMU adicionales de acuerdo con el estudio PRS 2023.

La zona de la Quinta Región se divide en dos áreas denominadas: Quinta Costa y Quinta Valle. Ambas áreas cuentan con PMU instruidas para el monitoreo de esta zona y de acuerdo con el estudio de PRS 2023 no se requieren PMU adicionales.

La zona Centro se divide en tres áreas: Cerro Navia, Alto Jahuel e Itahue. Además de las PMU ya instruidas en estas áreas en el estudio del 2022, no se requieren equipos adicionales para el monitoreo de la zona Centro.

La Zona Sur por sus características presenta dos grandes áreas de consumos: Biobío y Araucanía. Además de las PMU instruidas en el estudio 2022 y las que ya están en servicio, no se requieren equipos adicionales para el monitoreo de estas áreas.

A continuación, en la Tabla 5-8 se resumen las divisiones de zonas y áreas para el PRS y la correspondiente PMU para el monitoreo de señales en dicha área.

Tabla 5-8 Zonas y áreas para el PRS y puntos de monitoreo

Zona	Área	Estado actual PMU	Ubicación PMU
Norte Grande	Arica	E/S	Paño BT3 de S/E Arica
		E/S	Paño J1 de S/E Lagunas
	Iquique	E/C	Paño JT1 de S/E Parinacota
	Tarapacá	E/C	Paño J3 de S/E Tarapacá
	Centro	E/S	Paño J15 de S/E Crucero
		E/S	Paño J6A de S/E Tocopilla
	Capricornio	E/S	Paño J1 de S/E Chacaya
		E/C	Paño J1 de S/E Mantos Blancos
	O'Higgins	E/S	Paño J3 de S/E Domeyko
		E/C	Paño J3 de S/E Atacama
Cordillera	E/S	Paño J5 de S/E Angamos	
	E/C	TG1 de Central Kelar	
Norte Chico	Diego de Almagro	E/S	Paño J1 de S/E Diego de Almagro
	Cardones	E/S	Paño J12 de S/E Cardones
		E/C	Paño H1 de S/E Central Huasco
	Pan de Azúcar	E/S	Paños J3 y J4 de S/E Pan de Azúcar
		E/C	Paño HT de S/E Central El Peñón
Interconexión	E/C	Paños K2/K3 de S/E N. Cardones y K7/K8 de S/E N. Maitencillo	
V Región	Costa	E/S	Paños J7/J8 y J8/J9 de S/E Nogales
		E/S	Paño J11/J12 de S/E San Luis
	Valle	E/C	Paño H1 de S/E Las Vegas
Centro	Cerro Navia	E/S	Paño K1 de S/E Polpaico
		E/S	Paño K5/K6 de S/E Lo Aguirre
		E/C	TG1 de Central Quintero
		E/C	Paño J1 de S/E Rapel
	Alto Jahuel	E/S	Paño K6 de S/E Ancoa
	Itahue	E/S	Paño AT4 de S/E Itahue
		E/S	Paños A9 y A10 de S/E Tinguiririca
Sur	Bío-Bío	E/S	Paños J1, J4, J24 y K1 de S/E Charrúa
		E/C	U3 de Central El Toro
		E/C	U1 de Central Ralco
		E/S	Paño A3 de S/E Concepción
		E/S	Paño A1 de S/E Coronel
	Araucanía	E/S	Paño J3 de la S/E Valdivia
		E/S	Paño J3 de S/E Puerto Montt
		E/C	Paño B1 de S/E Central Pilmáiquén
		E/C	Paño B2 de S/E Central Pullinque
		E/S	U2 de Central Canutillar

#### 5.2.4 Estabilizadores de Sistemas de Potencia

El estudio de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) vigente, de marzo de 2022, determinó las condiciones de operación y las unidades generadoras para las cuales debe estar operativo este control, de acuerdo con los modos de oscilación más críticos del sistema y con las centrales que poseen mayor participación en ellos. Este estudio ya fue considerado en el estudio MMF anterior del 2022 en donde ya se identificaron nuevos puntos para monitorear.

#### 5.2.5 Planes de Defensa contra Contingencias Críticas y Extremas – PDCC y PDCE

En el Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE [5] del año 2020 se analizaron contingencias de Severidad 6 (fallas en una línea de doble circuito que deriva en la desconexión de ambos circuitos) en las líneas de 2x500 kV entre las subestaciones Los Changos y Lo Aguirre. Las fallas analizadas y su efecto en el SEN se muestran en la Tabla 5-9

Tabla 5-9 Contingencias analizadas, su efecto y clasificación

Tramo de 2x500 kV	Efecto en el SEN	Clasificación
Los Changos – Cumbre	Riesgo de apagón parcial	Contingencias Crítica
Cumbre – Nueva Cardones	Riesgo de apagón total	Contingencia Extrema
Nueva Cardones – Nueva Maitencillo	Riesgo de apagón total	Contingencia Extrema
Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	Riesgo de apagón total	Contingencia Extrema
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	Riesgo de apagón total	Contingencia Extrema
Polpaico – Lo Aguirre	Riesgo de apagón total	Contingencia Extrema

Las fallas de severidad 6 en cualquier tramo del sistema de transmisión de 500 kV entre las SS/EE Cumbre y Lo Aguirre, operando con transferencias por sobre los umbrales de potencia detallados en el informe Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE, califican como Contingencias Extremas. Estas fallas, que provocan la apertura de ambos circuitos de un tramo de 500 kV, originan, con altas transferencias, sobrecargas inadmisibles en los sistemas de transmisión de 220 kV y 110 kV paralelos al sistema de 500 kV, y propician la aparición de fenómenos de inestabilidad transitoria angular y/o de tensión que rápidamente podrán derivar en la desconexión descontrolada de instalaciones del SEN, poniendo en riesgo su integridad (apagón total).

En el presente estudio contempla la construcción de la S/E Parinas entre las SS/EE Changos y Cumbre el sistema de 500kV que puede tener influencia en la contingencia 1 de la Tabla 5-9. En el punto 5.1 se determinan dos nuevos puntos de monitoreo asociados a S/E Parinas. Uno localizado en S/E Parinas en el paño K8/K9 Circuito 2 de línea 2x500kV Parinas - Cumbre y el otro, localizado en S/E Cumbre en el paño K1/K2 Circuito 1 de línea 2x500kV Parinas – Cumbre.

### 5.3 Requerimientos de monitoreo a partir de la operación real del SEN y de centrales generadoras como fuentes de fenómenos dinámicos

No se detectó la necesidad de monitoreo de centrales generadoras adicionales a las establecidos en los estudios anteriores para la detección de fenómenos dinámicos detectados a partir de la operación real del SEN.



#### 5.4 Ubicación de los puntos de monitoreo

A continuación, se presenta de forma esquemática la ubicación de todos los puntos de monitoreo en instalaciones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, considerando el equipamiento definido en los estudios de años anteriores y los nuevos puntos requeridos a partir del presente Estudio.

Los siguientes diagramas son indicativos, y consideran los proyectos de transmisión futuros. Cabe destacar que en estos diagramas no se muestran las compensaciones serie ni en derivación (shunt), por lo que en los casos que existan PMU indicadas en paños con dichos equipamientos, se requiere que las medidas de tensión y corriente se obtengan según se indica en la Figura 5.1.

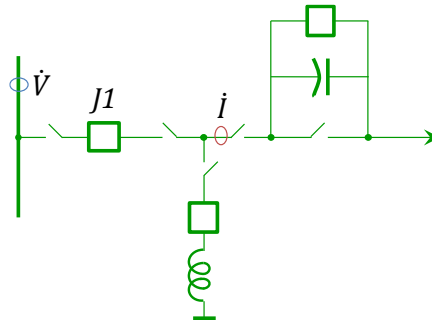


Figura 5.1 Medidas de tensión y corriente en caso de existir compensación serie y/o paralelo en el paño.

5.4.1 Zona Norte Grande

En la Figura 5-1 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Norte Grande.

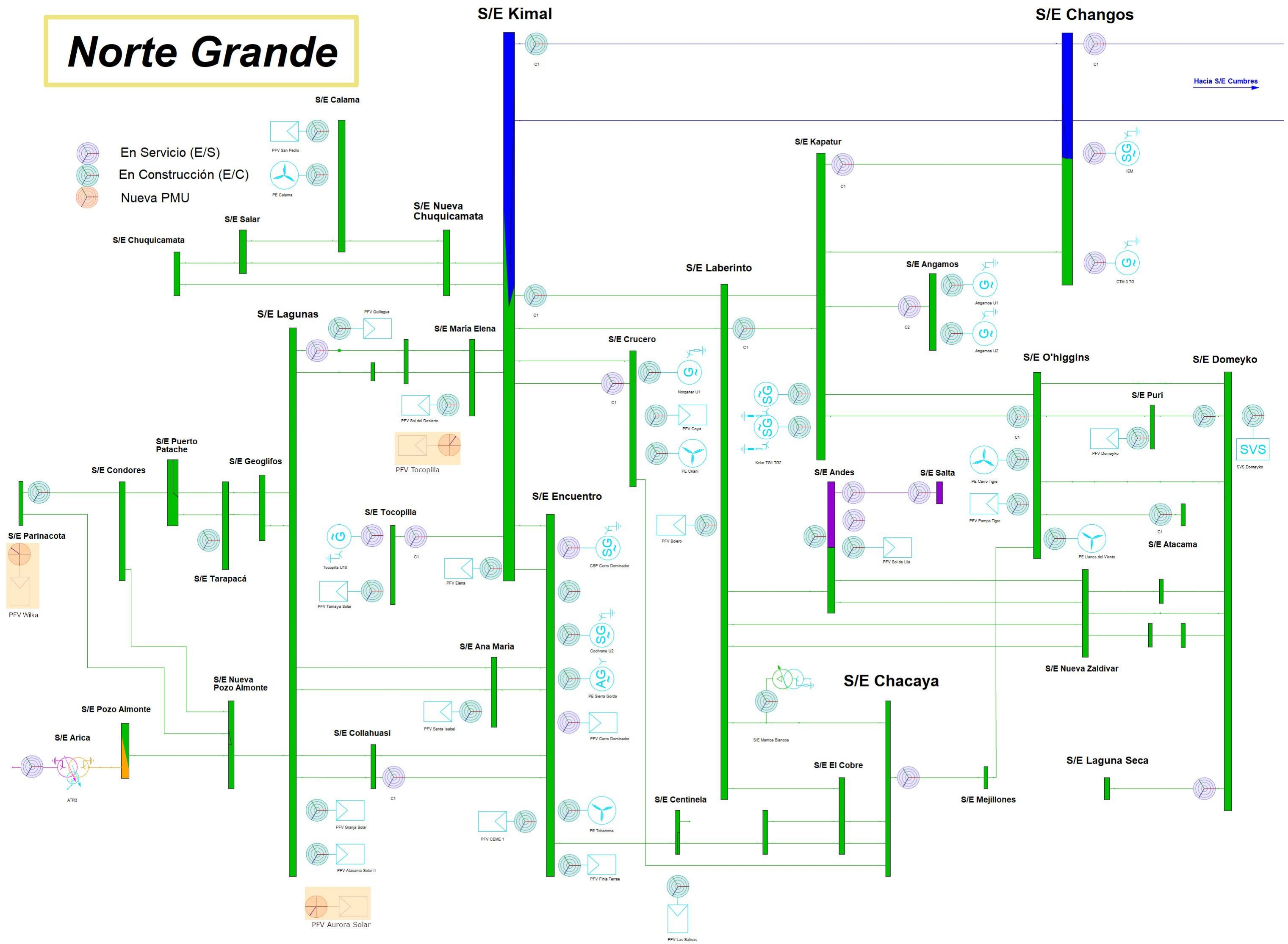


Figura 5-1 Ubicación equipos PMU en la Zona Norte Grande

5.4.2 Zona Norte Chico

En la Figura 5-2 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Norte Chico.

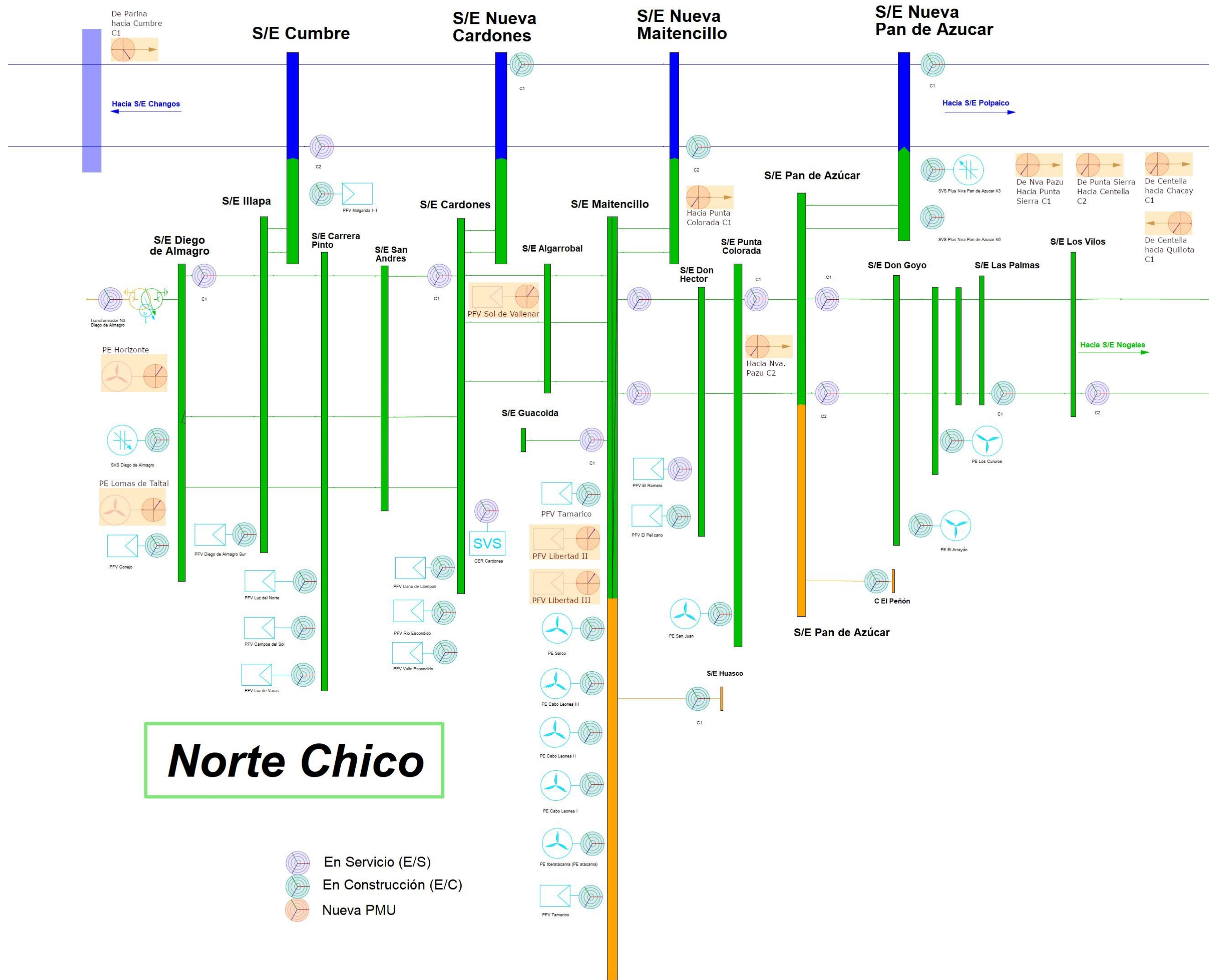


Figura 5-2 Ubicación equipos PMU en la zona Norte Chico

**5.4.3 Zona Centro**

En la Figura 5-3 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Centro

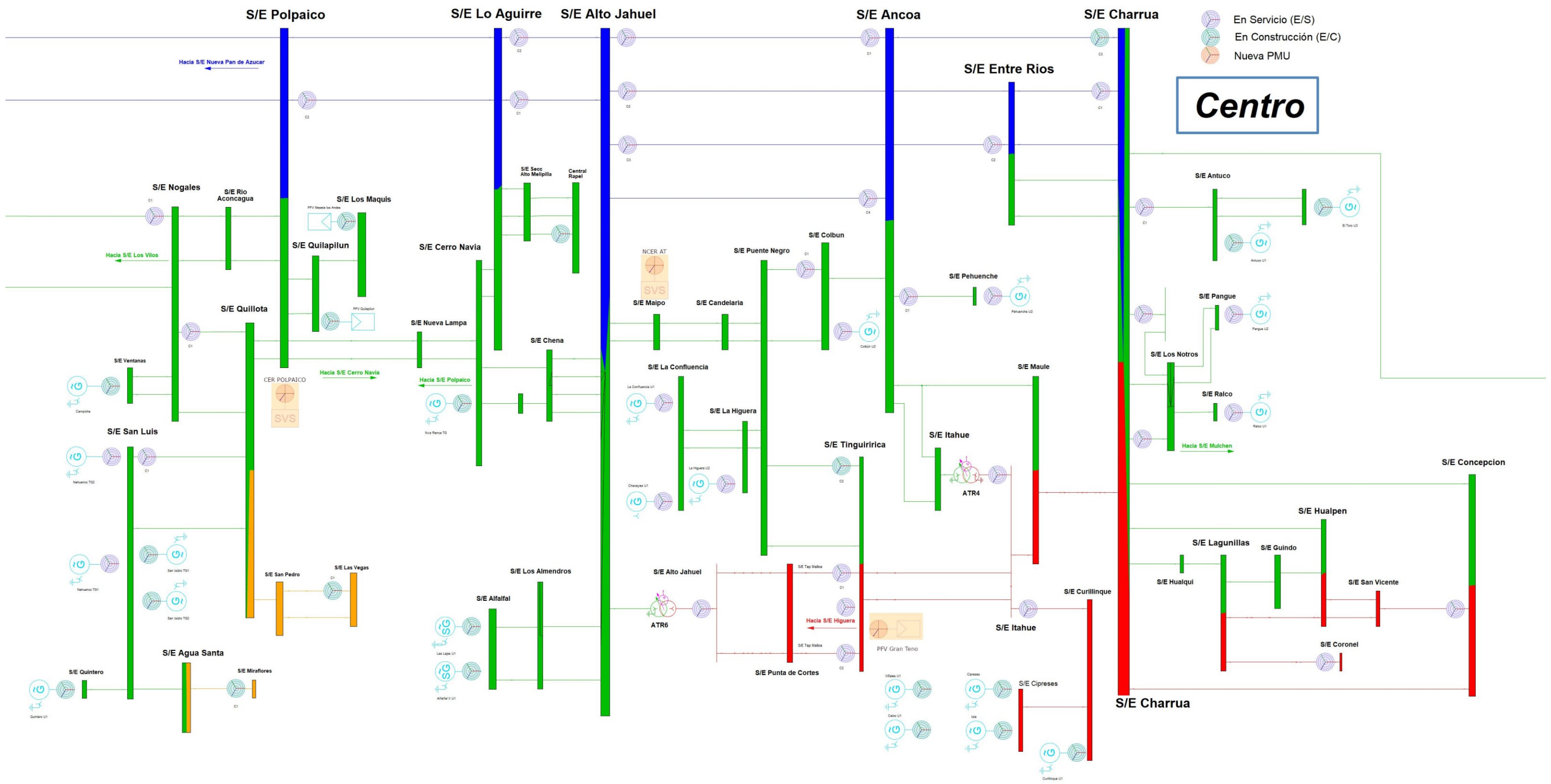


Figura 5-3 Ubicación equipos PMU en la zona Centro

5.4.4 Zona Sur

En la Figura 5-4 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Sur.

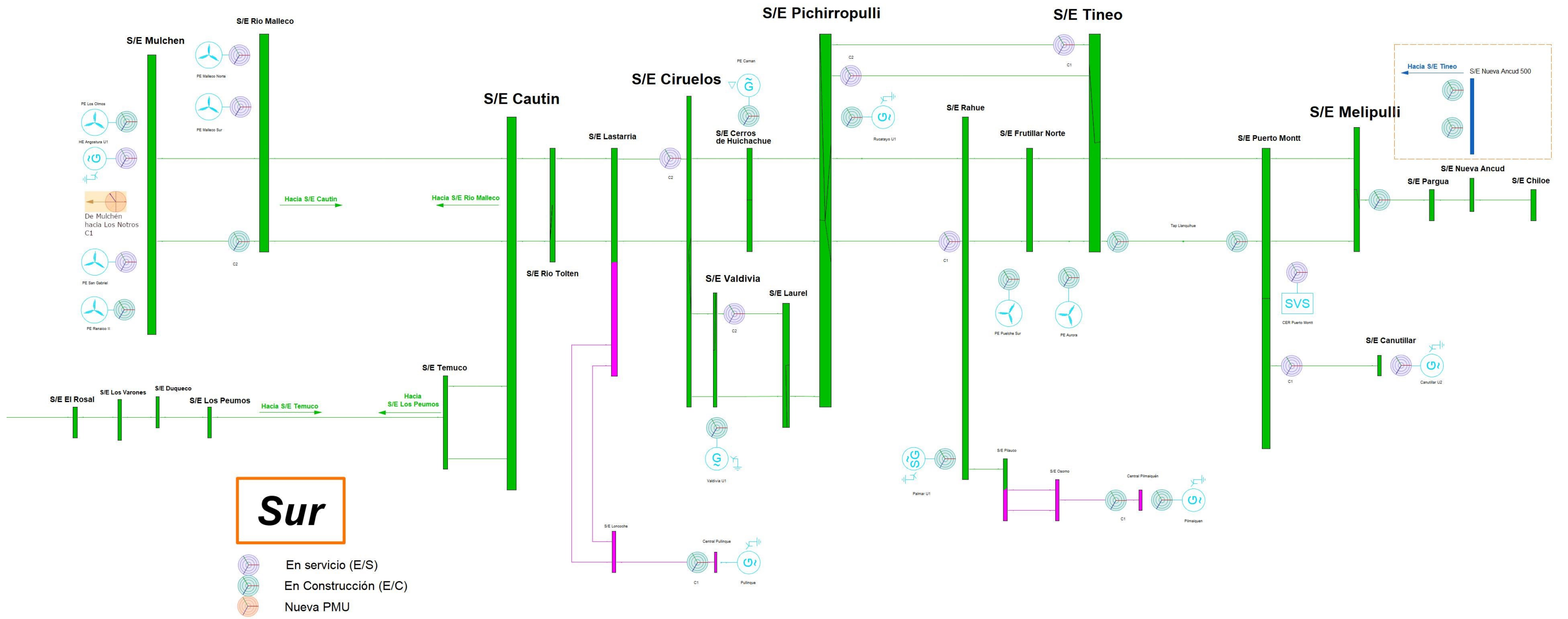


Figura 5-4 Ubicación equipos PMU en la zona Sur

## 5.5 Requerimientos particulares

En los requerimientos realizados de PMU se hace referencia a uno o a un conjunto de paños, al respecto, es muy importante señalar que lo que se debe entender es que el punto indicado debe ser monitoreado permanentemente, independiente de las configuraciones de paños (barra simple, doble barra, anillo, interruptor y medio, entre otras) donde cada PMU será instalada. En consecuencia, en los casos que lo requieran, se deberán instalar tantos equipos PMU como sea necesario de manera de garantizar que nunca deje de monitorearse el paño requerido, con absoluta independencia de la topología que pueda presentar la red eléctrica. La solución que se adopte, previo a su implementación, deberá ser presentada al Coordinador para su validación y aprobación. En los casos de puntos que monitoreen equipos de compensación reactiva, se deberá tomar las medidas del o los TP y TC trifásicos del lado AT del transformador elevador. Para los casos de PMU ubicados en bornes de unidades generadoras, se requiere enviar las medidas directamente de los TP y TC trifásicos conectados a los bornes de cada unidad generadora indicada en el presente estudio.

De la misma manera, con el propósito de garantizar que las medidas de tensión de barra estén siempre disponibles, por ejemplo, ante desconexión de una barra o sección de barra requerida, el Coordinado deberá implementar una solución que permita mantener la disponibilidad de dicha medida, como por ejemplo, mediante la conmutación de la adquisición de la tensión a otra barra o sección de barra y que opere bajo la lógica que, ante la no detección de la medida de tensión en una de las barras, el dispositivo reciba automáticamente la medida de tensión de una segunda barra (equivalente al mismo punto requerido por el Coordinador). Esta solución, previo a su implementación, deberá ser presentada al Coordinador para su validación y aprobación.

## 5.6 Sistema de comunicación

El sistema de comunicación es una de las tres partes principales de la red WAMS y es responsable de transportar los datos desde las PMU a los concentradores PDC Locales y desde ahí hacia el PDC Corporativo del Coordinador.

Desde el punto de vista de transmisión de datos fasoriales hacia los PDC Locales, el ancho de banda mínimo requerido deberá ser de 120 kbps por punto de monitoreo, no obstante, este valor tendrá que evaluarse en función de la cantidad de datos fasoriales que serán transmitidos, siendo responsabilidad del Coordinado disponer del ancho de banda adecuado para cumplir la disponibilidad de la información y la latencia requerida.

En la Tabla 5-10 se muestran los requerimientos de ancho de banda mínimos que se deberán disponer para la comunicación entre los PDC Locales y el PDC Corporativo.

Tabla 5-10 Anchos de banda mínimos requeridos para los PDC Locales

PDC	PMU asociadas al PDC	Mínimo Técnico para requerimientos [Mbps]
PDC -Norte Grande	54	6.48
Maitencillo	49	5.88
Alto Jahuel	32	3.84
Ancoa	14	1.68
Charrúa	37	4.44

Cabe destacar que, por cada PMU adicional que se incorpore a un PDC Local, el ancho de banda mínimo del enlace de comunicaciones del tramo correspondiente entre el PDC Local y el Corporativo deberá ser incrementado en 120 kbps.

## **5.7 Otros requerimientos**

### **5.7.1 Sincronización de datos fuera de línea ante pérdida de comunicación**

En caso de que algún PDC Local pierda comunicación con el PDC Corporativo, deberá almacenar la información que no ha podido ser transmitida durante todo el tiempo que dure la interrupción. Una vez restablecida la comunicación, el PDC local deberá tener la capacidad de sincronizarse con el PDC Corporativo de manera de transmitir los datos almacenados correspondientes al período de la interrupción de las comunicaciones, sin que ello impida el correcto desempeño de cualquiera de las funcionalidades de la red WAMS. La transferencia de estos datos debe ser automática y transparente al PDC Local y al PDC Corporativo.

### **5.7.2 Pruebas de PDC Locales**

Con independencia de las pruebas de integración y puesta en marcha que se definan en este estudio o en alguno de sus informes, el proveedor de los PDC Locales deberá proponer, para la arquitectura de solución del Coordinador, un conjunto de pruebas prácticas que permitan medir y establecer indicadores de rendimiento de cada una de las funcionalidades propuestas. Con independencia de las pruebas de integración y puesta en marcha que se definan en este estudio o en alguno de sus informes, el proveedor deberá entregar información relativa a las siguientes pruebas, de acuerdo con lo indicado en cada una de ellas:

- Pruebas de Conformidad. Pruebas para especificar que el PDC cumple los requerimientos de uno o más estándares específicos.
- Pruebas de Diseño. Pruebas específicas ejecutadas al PDC en fábrica.
- Pruebas de Funcionalidad. Pruebas específicas de las aplicaciones del PDC ejecutadas en fábrica.
- Pruebas de Interoperabilidad. Pruebas específicas para permitir la interacción de la red WAM con otras aplicaciones del Coordinador (SCADA, EMS, etc.)
- Pruebas de Comisionamiento. Pruebas para verificar la adecuada instalación y operación luego de recibidos los equipos y software
- Pruebas de campo. Pruebas de campo para verificar la operación adecuada del PDC una vez que el comisionamiento ha sido realizado con éxito.

Pruebas específicas de la aplicación. Pruebas para verificar la funcionalidad y el desempeño de los PDC funcionando con todas las aplicaciones requeridas por el Coordinador. El proveedor del PDC deberá especificar cuál es el impacto que el procesamiento de datos tendrá sobre las máximas diferencias posibles de encontrar entre los datos de entrada y salida para las variables magnitud, fase y fasor, como resultados del procesamiento que haga de los datos de entrada (filtrado, conversión de velocidades, interpolación, extrapolación, ajustes de fase y magnitud, etc.). En todos los casos, las pruebas deberán verificar el cumplimiento de los errores máximos de TVE, FE y RFE.

Con independencia de las pruebas de integración y puesta en marcha que se definan en este estudio o en alguno de sus informes, el proveedor deberá proponer pruebas de funcionamiento que permitan verificar el correcto almacenamiento de datos en el PDC Local y su posterior sincronización y almacenamiento en el PDC Corporativo. Estas pruebas deben incluir el enlace propiamente tal y el manejo de las bases de datos. Con independencia de las pruebas de integración y puesta en marcha definidas en este estudio o en alguno de sus informes y a objeto de otorgar mantenimiento al MMF del Coordinador, el proveedor deberá proponer un set de pruebas a ejecutar periódicamente sobre las PMU y PDC Locales con sus aplicaciones, considerando que la red WAMS está en operación normal y que se deberá preservar al máximo la continuidad operacional de esta red.

### **5.7.3 Integración de nuevas PMU**

Durante el proceso de instalación y puesta en servicio de nuevos puntos de monitoreo, el propietario de cada PMU deberá verificar que el equipo cumpla con los requerimientos del ATSM y del presente Estudio. Para facilitar dicho proceso, en el Anexo 6.3 de este Estudio se detallan las acciones que se deben realizar previo y durante la puesta en servicio de las PMU. En particular, los aspectos que se deben verificar están asociados a:

#### **PMU:**

- Certificación IEEE C37.118.1-2011.
- Verificación de medidas en laboratorio.
- Pruebas de medición y comunicación en terreno (SAT).
- Sincronización de tiempo.
- Verificación de fuente de alimentación, considerando sistema de respaldo.

#### **Comunicaciones:**

- Pruebas PMU-PDC Local.
- Cumplimiento efectivo de los requerimientos de los enlaces de comunicaciones.
- Aspectos de ciberseguridad.

#### **Mantenimiento y Documentación:**

- Protocolos de mantenimiento existentes.
- Documentación de diagramas, planos de disposición de equipos, *datasheets*, ajustes, procedimientos, entre otros.

Posterior a la instalación de la PMU, esta deberá ser integrada al PDC Local respectivo, para su posterior integración al PDC Corporativo. En dicho proceso, será el propietario de cada PMU el responsable de gestionar los siguientes aspectos de la conexión al PDC:

- Enlaces de comunicaciones entre PMU y PDC Local que se ajusten a los requerimientos del presente Estudio y del estándar IEEE C37.118, cuyos detalles se encuentran en el ATSM y en el Anexo 6.1 de este Estudio.
- Coordinación con empresa propietaria del PDC Local (permisos de trabajo, gestión de adecuaciones en la S/E, entre otros).



- Costos asociados a la integración de los nuevos puntos, incluyendo licencia de integración al PDC Local (adicional a la licencia al PDC corporativo).

## 6 Conclusiones

A continuación, en la Tabla 6-1 y Tabla 6-2 se presenta el resumen de los puntos de monitoreo donde se deberán instalar nuevas PMU, identificando la instalación y fenómeno a monitorear, o tipo de requerimiento, y el correspondiente PDC Local al cual se deberá integrar cada unidad, para instalaciones de transmisión y generación, respectivamente.

Tabla 6-1 Nuevos puntos de monitoreo de la red WAMS para el período 2023-2024 en instalaciones de transmisión

Zona	Ubicación PMU	Elemento Monitoreado	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo	Coordinado	Comunicar con PDC
NORTE CHICO	K8/K9 de S/E Parinas	Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	Monitoreo de STN 500 kV	Transec Holdings Rentas Limitada	Maitencillo
NORTE CHICO	J8/J9 de S/E Nueva Maitencillo	Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	Monitoreo de STN 220 kV	Eletrans III S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	J16/J17 de S/E Punta Colorada	Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	Monitoreo de STN 220 kV	Eletrans III S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	J7/J8 de S/E Nueva Pan de Azúcar	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Centella 2x220 kV, 2x580 MVA	Monitoreo de STN 220 kV	Centella Transmisión S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	J14/J15 en S/E Punta Sierra	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Centella 2x220 kV, 2x580 MVA	Monitoreo de STN 220 kV	Centella Transmisión S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	J2/J3 en S/E Centella	Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Centella (ex S/E Nueva Los Pelambres) a Seccionadora del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro)	Monitoreo de STN 220 kV	Centella Transmisión S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	J1/J2 en S/E Centella	Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Centella (ex S/E Nueva Los Pelambres) a Seccionadora del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro)	Monitoreo de STN 220 kV	Centella Transmisión S.A.	Maitencillo
SUR	J5 de S/E Mulchén	Nueva S/E Seccionadora Los Notros 220 kV(ex JMA) – Línea Mulchén – Los Notros C1	Monitoreo de STN 220 kV	Transec S.A.	Charrúa

Tabla 6-2 Nuevos puntos de monitoreo de la red WAMS para el período 2023-2024 en instalaciones de generación y compensación de reactivos

Zona	Ubicación PMU	Elemento Monitoreado	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
NORTE GRANDE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque FV Willka	Parque generador de alta capacidad disponible	Inversiones Fotovoltaicas SpA	PDC -Norte Grande
NORTE GRANDE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Planta Fotovoltaica Aurora Solar	Parque generador de alta capacidad disponible	Tamarugal Solar SpA	PDC -Norte Grande
NORTE GRANDE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Planta FV Tocopilla	Parque generador de alta capacidad disponible	Planta Solar Tocopilla SpA	PDC -Norte Grande
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Eólico Horizonte	Parque generador de alta capacidad disponible	Colbún S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Eólico Lomas de TalTal	Parque generador de alta capacidad disponible	ENGIE Energia Chile S.A.	Maitencillo
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Libertad II	Parque generador de alta capacidad disponible	Libertad SpA	Maitencillo
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Libertad III	Parque generador de alta capacidad disponible	Libertad SpA	Maitencillo
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	Parque generador de alta capacidad disponible	El Sol de Vallenar SpA	Maitencillo
CENTRO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Planta Fotovoltaica Gran Teno	Parque generador de alta capacidad disponible	GR Algarrobo SpA	Alto Jahuel
CENTRO	JT4 de S/E Polpaico	CER Polpaico	Control de tensión	Transec	Alto Jahuel
CENTRO	52JT2 en S/E Maipo	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva (NCER AT)	Monitoreo de STN 220 kV	Celeo Redes Chile Ltda.	Alto Jahuel

## 7 Anexos

### 7.1 Especificaciones de equipamiento

Los equipos PMU que se integren al Módulo de Medición Fasorial del Coordinador Eléctrico Nacional deberán cumplir, a lo menos, con las características indicadas en la siguiente tabla.

Tabla 7-1 Especificaciones de equipamiento

Requerimiento	Descripción
Clase de precisión	IEEE C37.118 M-Class
Tasa de muestreo	50 muestras / segundo
Interfaz de comunicaciones	A lo menos un puerto Ethernet (10 Base T para IEEE 802.31) para la comunicación con el servidor PDC correspondiente
Protocolo de sincrofasores	IEEE C37.118-2005 o IEEE C37.118-2011
Receptor GPS	Integrado en el equipo o suministrado de forma independiente. En caso de sincronización mediante reloj externo, el equipo debe ser sincronizado a través de un puerto IRIG-B. En casos debidamente justificados donde no sea factible la instalación de una antena GPS (por ejemplo, en bornes de unidades generadoras ubicadas en caverna de máquinas), se podría permitir la sincronización mediante un protocolo alternativo, previa autorización expresa del Coordinador.
Precisión de la sincronización	Dentro de 1 $\mu$ s de precisión, considerando una base de tiempo sincronizada mediante GPS
Código de tiempo para la sincronización	IRIG-B no modulada (PTP en casos de indisponibilidad de antena).
Variables medidas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frecuencia</li> <li>• Tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF)</li> <li>• Magnitud y ángulo de la tensión (trifásica) Van, Vbn y Vcn</li> <li>• Magnitud y ángulo de la corriente (trifásica) Ia, Ib e Ic</li> </ul> <p>Las señales deberán ser obtenidas de los núcleos de medida, con clase de precisión para medida de los transformadores de potencial y de corriente.</p>
Alimentación	La unidad PMU y los equipos asociados al sistema de comunicaciones deberán estar alimentados desde la red segura de energía eléctrica de la subestación, de modo que ante cualquier falla que ocasione la pérdida de energía de la red convencional, se garantice la continuidad de la medición por un período mínimo de 8 horas.
Señales de tensión desde los TP	Con el propósito de que las medidas de tensión provenientes de los TP de barra sean redundantes, el Coordinador deberá implementar una solución conmutadora que permite integrar ambas señales de tensión y que opere bajo la siguiente lógica: Ante la no detección de la medida de tensión en una de las barras, el dispositivo reciba automáticamente la medida de tensión de una segunda barra.
Sistema de comunicaciones	Las empresas Coordinadas deberán habilitar un enlace de comunicaciones destinado a la transmisión de datos fasoriales entre el punto de medida y concentrador PDC correspondiente. El ancho de banda mínimo que deberá encontrarse disponible para estos fines es de 120 kbps, no obstante, este valor tendrá que evaluarse en función de la cantidad de datos fasoriales que serán transmitidos. El cálculo de ancho de banda requerido será de responsabilidad del Coordinado y deberá ser presentado al Coordinador.
Comunicaciones entre PDC Locales con PDC Corporativo	Coordinados deberán cumplir con el ancho de banda mínimo requerido de acuerdo con el punto 5.6 de este documento.

## 7.2 Documentación

Se establece como requerimiento para las empresas coordinadas cuyas instalaciones actualmente participan de la Red WAMS, y de igual forma para los futuros Coordinados que deberán habilitar nuevos puntos de medida, la presentación de toda la documentación técnica relacionada con el proyecto de instalación y puesta en servicio (PES) del equipo PMU y de sus sistemas relacionados como son: sistemas de comunicaciones, alimentación eléctrica u otros.

En particular, los proyectos de instalación e implementación y/o habilitación, requieren la entrega de la siguiente información:

- Plano Layout de disposición en sala y armario.
- Plano de conexión de señales de tensión y corriente, identificando su procedencia (TP y TC, de barra o paño de línea, según corresponda).
- En caso de que la señal de sincronización para el equipo PMU provenga de un equipo externo, deberá entregarse la documentación técnica de éste (marca, modelo y manual del fabricante).
- Planos de la red de comunicaciones, identificando medios de comunicación y enrutamientos internos/externos.
- Diagrama unilineal de la red de alimentación eléctrica (convencional y respaldada) para el equipamiento PMU y comunicaciones.
- Manuales del fabricante.

Sin perjuicio de lo anterior y de acuerdo con lo establecido en los Art-64 y 65 del ATSM, es responsabilidad de los Coordinados la correcta instalación e implementación de los equipos en los puntos de medida y el cumplimiento de los plazos normativos.

## 7.3 Instalación y puesta en servicio

Se adjunta a este informe una planilla en formato Excel la cual contiene un *check list* con las pruebas y pasos requeridos para la adecuada implementación del Módulo de Medición Fasorial.

## 8 Referencias

- [1] Anexo Técnico de Sistema de Monitoreo (ATSM)
- [2] Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial, Coordinador Eléctrico Nacional, disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/07/Informe-Estudio-Modulo-de-Medicion-Fasorial-2022.pdf> - Coordinador Eléctrico Nacional, julio 2023.
- [3] Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST), disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/02/Informe-Final-ERST-2022.pdf> - Coordinador Eléctrico Nacional, julio 2023.
- [4] Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR), disponible <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/2022-control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/> - Coordinador Eléctrico Nacional, julio de 2023.
- [5] Estudio para Plan de Defensa contra Contingencias Extremas, disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/06/Estudio-CTyRPR-2023-Informe-Final.pdf> - Coordinador Eléctrico Nacional, julio de 2023.
- [6] Estudios para Plan de Recuperación de Servicio, disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/05/Estudio-PRS-2023.pdf> - Coordinador Eléctrico Nacional, julio de 2023.
- [7] Catastro de Nuevos Proyectos de Generación, Transmisión y Consumo disponible en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/06/Resolucio%CC%81n-Exenta-No-275-Proyectos-en-Construccion%CC%81n.pdf> - Comisión Nacional de Energía, julio de 2023.
- [8] Estudio de Sintonización de Estabilizadores de Potencia (PSS), disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/03/Informe-Final-Estudio-Sintonizacion-PSS-2021.pdf> - Coordinador Eléctrico Nacional, julio de 2023.
- [9] Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/06/Estudio-CFyDR-2023-Parte-1-Informe-Final.pdf> - Coordinador Eléctrico Nacional, julio de 2023.