Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial

Julio 2022

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

Rev	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	25-07-2022	Informe Preliminar	DMAP	JVC / JVC
2	29-07-2022	Informe Final	DMAP	JVC / REV

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 14

4.3 PDC Norte Grande 16

5 Requerimientos de nuevos puntos de monitoreo 17

5.1 Plan de Obras 2022-2023 17

5.2 Evaluación de los Estudios establecidos en la Norma Técnica de SyCS y la Norma Técnica de SSCC 18

5.2.1 Restricciones de Transmisión por estabilidad de tensión 18

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 30

5.1 Requerimientos de monitoreo a partir de la operación real del SEN y de centrales generadoras como fuentes de fenómenos dinámicos 30

5.2 Ubicación de los puntos de monitoreo 31

5.2.1 Zona Norte Grande 32

5.2.2 Zona Norte Chico - Centro 33

5.2.3 Zona Centro 34

5.2.4 Zona Sur 35

5.3 Requerimientos particulares 36

5.4 Sistema de comunicación 36

5.5 Otros requerimientos 37

5.5.1 Sincronización de datos fuera de línea ante pérdida de comunicación 37

5.5.2 Pruebas de PDC Locales 37

5.5.3 Integración de nuevas PMU 38
6 Conclusiones 40
7 Anexos 42
7.1 Especificaciones de equipamiento 42
7.2 Documentación 43
7.3 Instalación y puesta en servicio 44
8 Referencias 45

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 2022 – diciembre de 2023).

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.

Con respecto a la generación, para el caso de capacidad instalada mayor o igual a 200 MW no se presentan nuevas centrales térmicas o hidráulicas en el periodo 2022-2023; para centrales eólicas y fotovoltaicas, con capacidad mayor o igual a 100 MW, se detectaron como nuevos puntos de monitoreo las centrales: Parque Solar Fotovoltaico Meseta de Los Andes, Parque Solar Fotovoltaico Las Salinas, Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa, Parque Eólico Atacama, Parque Eólico Caman - Etapa 1, Planta Solar CEME 1 y Parque Solar Fotovoltaico Tamarico.

Con respecto a las restricciones en el sistema de transmisión, los tramos Los Changos – Cumbre 500 kV, Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, Ancoa – Alto Jahuel 500 kV, Entre Ríos – Ancoa 500 kV y Charrúa – Entre Ríos 500 kV presentan limitaciones por estabilidad y/o regulación de tensión, sin embargo, actualmente se cuenta con puntos de monitoreo para dichos tramos. Por otra parte, para los tramos Charrúa – Ancoa 500 kV y Nva. Puerto Montt (Tineo) - Tap Off Llanquihue 220 kV y Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV, que igualmente presentan limitaciones por estabilidad y/o regulación de tensión se requieren puntos de monitoreo adicionales.

Respecto del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva, se determinó que no hay necesidad de requerir nuevos puntos adicionales de monitoreo.

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 determinó la necesidad de nuevos puntos de monitoreo, en específico en las centrales de: Valdivia, Cipreses, Isla, Palmar, Pilmaiquén, Viñales, Celco.

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 necesidad de nuevos puntos de monitoreo.

A partir de la operación real del SEN, se detectó la necesidad particular de trasladar la PMU del paño A5 de S/E Tinguiririca (instruida en estudios anteriores para monitorear Tinguiririca – La Higuera C2) al paño J11/J12 de S/E Puente Negro (monitorear Línea Puente Negro – La Higuera C2), con motivo de la ampliación de S/E Tinguiririca que incluye un cambio de nivel de tensión de 154 kV a 220 kV y un cambio de topología de las líneas Tinguiririca - Puente Negro – La Higuera.

Finalmente, por limitaciones técnicas del PDC de Crucero, se determinó la necesidad de implementar un nuevo PDC local en la zona Norte Grande por parte de Transelec.

En resumen, los nuevos puntos de registro que se deberán implementar en el SEN, considerando todos los aspectos indicados, 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
Centro	J11/J12 de S/E Puente Negro	LT Puente Negro – La Higuera.	Ampliación de S/E Tinguiririca que incluye un cambio de nivel de tensión de 154 kV a 220 kV	ALFA TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A	Alto Jahuel
Sur	Paño de Línea K3 en S/E Charrúa	LT Charrúa – Ancoa 500 kV C3	Monitoreo de STN 500 kV	CHARRÚA TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.	Charrúa
Sur	Paño J8/J9 de S/E Nva. Puerto Montt(Tineo)	Nva. Puerto Montt (Tineo) - Tap Off Llanquihue 220 kV	Restricciones de Transmisión por estabilidad de Tensión.	TRANSELEC S.A	Charrúa
Sur	Paño J2 de S/E Puerto Montt.	Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV	Restricciones de Transmisión por estabilidad de Tensión.	TRANSELEC S.A	Charrúa
Sur	Paño de Línea en S/E Ancud 500 kV	LT Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 500 kV C2[1]	Monitoreo de STN 500 kV	Transelec Holdings Rentas Limitada	Charrúa
Sur	Paño de Línea en S/E Ancud 500 kV	LT Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 500 kV C1[1]	Monitoreo de STN 500 kV	Transelec Holdings Rentas Limitada	Charrúa

[1] Esta línea será inicialmente energizada en 220 kV. Se requiere la PMU cuando la línea se encuentre operando en 500 kV.

Instalaciones de Generación

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	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Las Salinas	Parque generador con Potencia Instalada mayor a 100 MW	Enel Green Power Chile S.A.	NUEVO PDC NORTE GRANDE
NORTE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa	Parque generador con Potencia Instalada mayor a 100 MW	Solar Elena SpA	NUEVO PDC NORTE GRANDE
NORTE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Planta Solar CEME 1	Parque generador con Potencia Instalada mayor a 100 MW	CEME 1 SpA	PDC NORTE GRANDE
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Eólico Atacama	Parque generador con Potencia Instalada mayor a 100 MW	Parque Eólico Atacama SpA	MAITENCILLO
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	Parque generador con Potencia Instalada mayor a 100 MW	Tamarico Solar Dos SpA	MAITENCILLO
CENTRO-NORTE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Meseta de Los Andes	Parque generador con Potencia Instalada mayor a 100 MW	Tercera Región Solar SpA	ALTO JAHUEL
CENTRO-SUR	Bornes Unidad Generador	Central Cipreses U1 o U2 o U3	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A	ANCOA
CENTRO-SUR	Bornes Unidad Generador	Central Isla U1 o U2	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A	ANCOA
CENTRO-SUR	Bornes Unidad Generador	Central Viñales U1	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	MADERAS ARAUCO S.A.	ANCOA
CENTRO-SUR	Bornes Unidad Generador	Central Celco U1	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCIÓN S.A	ANCOA
SUR	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Eólico Caman - Etapa 1	Parque generador con Potencia Instalada mayor a 100 MW	AR Caman SpA	CHARRUA
SUR	Bornes Unidad Generador	Central Valdivia U1	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCIÓN S.A	CHARRUA
SUR	Bornes Unidad Generador	Central Palmar U1	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	HIDROPALMAR S.A	CHARRUA
SUR	Bornes Unidad Generador	Central Pilmaiquén U1 o U2 o U3 o U4 o U5	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	CHARRUA

En relación con la evaluación de la actual arquitectura distribuida del MMF del SEN, se determinó 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.

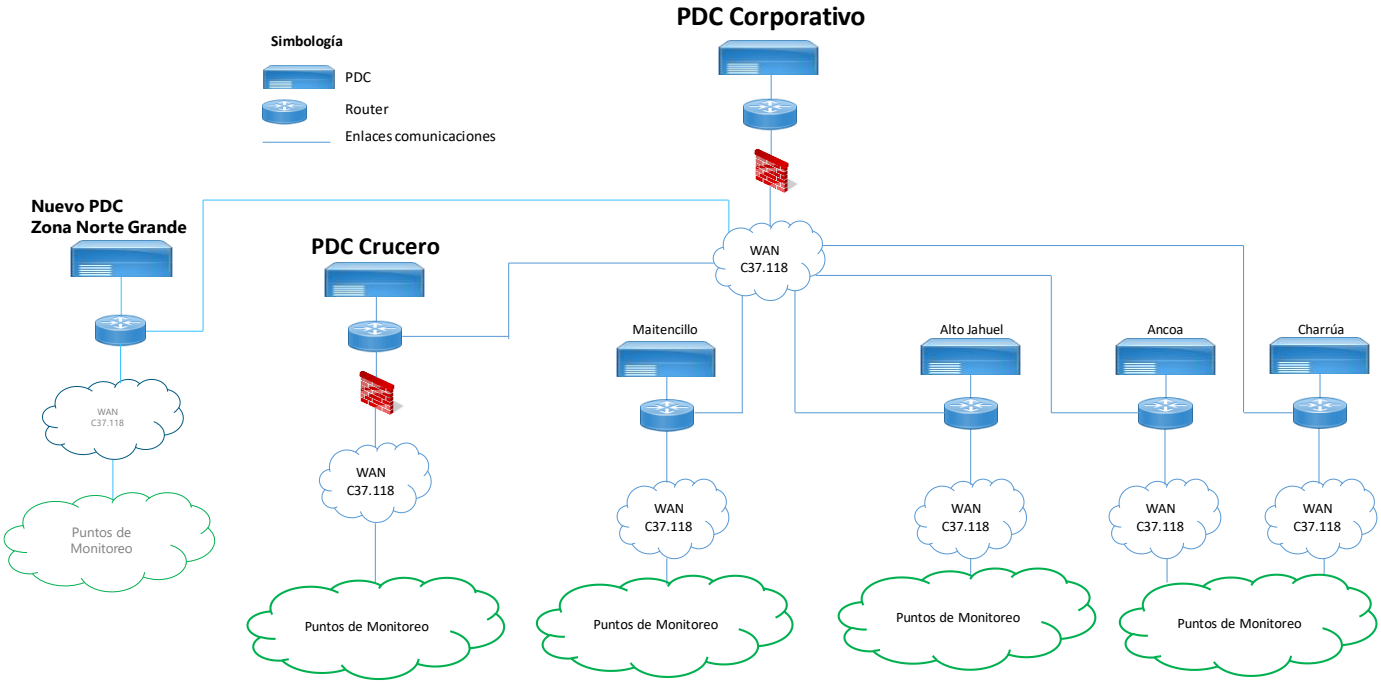

Figura 2.1 Nuevo PDC Norte Grande

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:	*Phasor Measurement Unit* – Unidad de Medición Fasorial
PDC:	*Phasor Data Concentrator* – 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:	*Wide Area Monitoring System* – 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 2021-2022 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 2023.
- 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 2022-2023.
- 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.

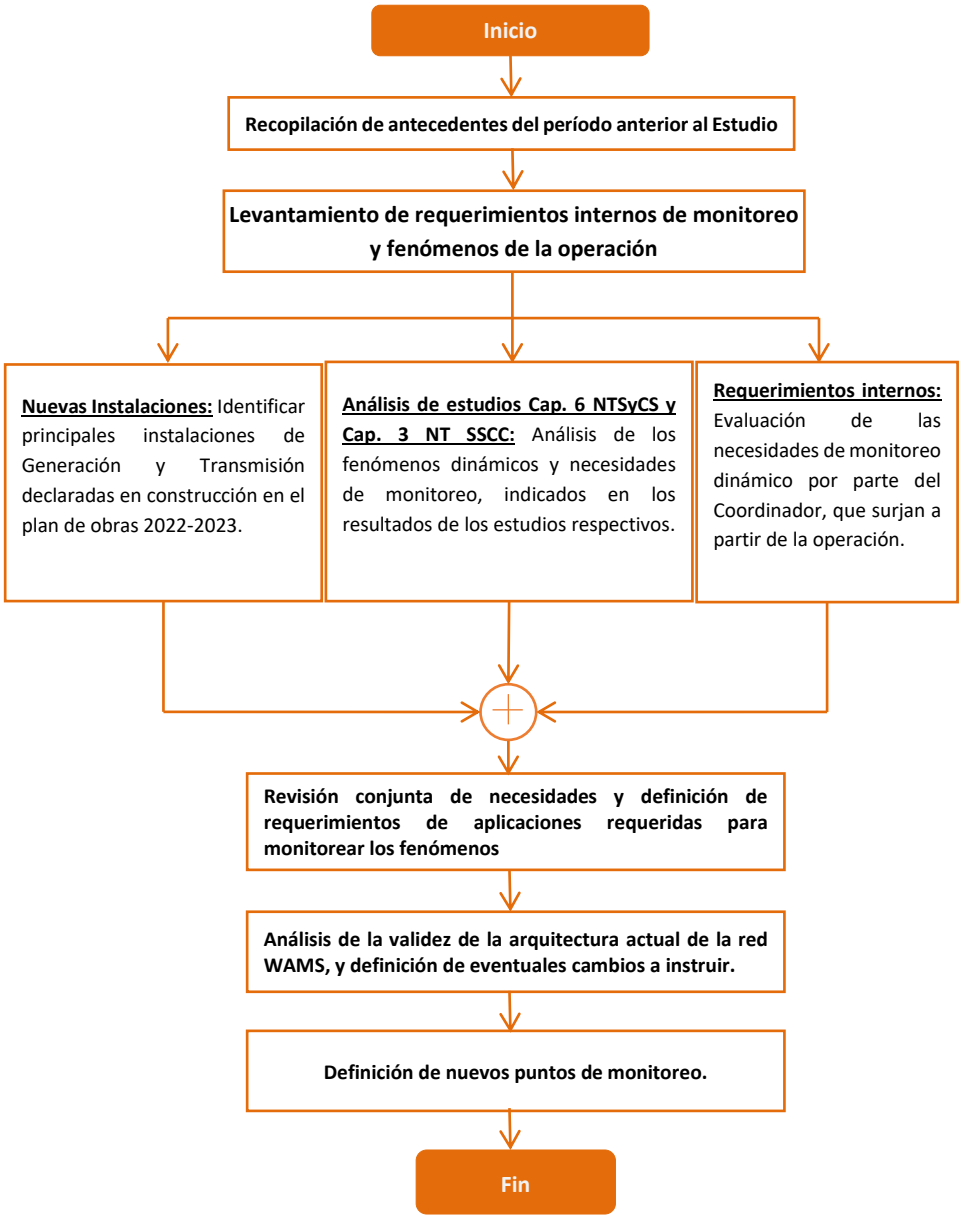

Figura 3.1 Metodología para el desarrollo del Estudio MMF.

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

Zona	N°	S/E	PDC	Paño	Elemento Monitoreado	Coordinado responsable	Estado Actual
Norte Grande	1	Lagunas	Crucero	J1	Crucero - María Elena - Lagunas 220 kV	Transelec	E/S
Norte Grande	2	Parinacota	Crucero	JT1	Parinacota - Cóndores 220 kV	Transemel	E/C
Norte Grande	3	Tarapacá	Crucero	J3	Tarapacá - Cóndores 220 kV	Transelec	E/C
Norte Grande	4	Collahuasi	Crucero	JL3	Encuentro - Collahuasi 220 kV C1	CMDIC	E/S
Norte Grande	5	Crucero	Crucero	J15	Crucero - Encuentro 220 kV C1	Engie -> Transelec	E/S
Norte Grande	6	S/E Kimal	Crucero	J17/J18	Kimal - Laberinto 220 kV C1	Transelec	E/C
Norte Grande	7	S/E Kimal	Crucero		Kimal - Los Changos 500 kV C1	Transelec	E/C
Norte Grande	8	Tocopilla	Crucero	J6A	Tocopilla - Crucero 220 kV C1	Engie	E/S
Norte Grande	9	Angamos	Crucero	J5	Angamos - Kapatur 220 kV C2	AES Gener	E/S
Norte Grande	10	Domeyko	Crucero	J6	Domeyko - Laguna Seca 220 kV C1	Minera Escondida	E/S
Norte Grande	11	Domeyko	Crucero	J3	Domeyko - Puri 220 kV C1	Minera Escondida	E/C
Norte Grande	12	Domeyko	Crucero	J10	SVC de S/E Domeyko	Minera Escondida	E/C
Norte Grande	13	Atacama	Crucero	J3	O'higgins - Atacama 220 kV C1	Transelec	E/C
Norte Grande	14	Andes	Crucero	352A03/352C3/4	Andes - Salta 345kV	AES Gener	E/S
Norte Grande	15	Andes	Crucero	BP1/BP2 345kV	Barra BP1 y BP2 345kV	AES Gener	E/S
Norte Grande	16	Salta	Crucero	352C7/8	Andes - Salta 345kV	AES Gener	E/S
Norte Grande	17	Chacaya	Crucero	J1	Chacaya - Mejillones 220 kV C1	Engie	E/S
Norte Grande	18	Kapatur	Crucero	J19/J20	Kapatur - Los Changos 220 kV C1	Transelec	E/S
Norte Grande	19	Bolero	Crucero	J3	PFV Bolero	Helio Atacama Tres	E/C
Norte Grande	20	El Arriero	Crucero	J1	PE Sierra Gorda	EGP del Sur	E/C
Norte Grande	21	Rande	Crucero	J1	PFV Finis Terrae	EGP del Sur	E/C
Norte Grande	22	C. Tocopilla	Crucero	-	U16	Engie	E/S
Norte Grande	23	C. IEM	Crucero	-	IEM1	Engie	E/S
Norte Grande	24	C. Kelar	Crucero	-	TG1	Tamakaya	E/C
Norte Grande	25	C. Kelar	Crucero	-	TG2	Tamakaya	E/C
Norte Grande	26	C. Mejillones	Crucero	-	CTM3 TG	Engie	E/S
Norte Grande	27	C. Angamos	Crucero	-	ANG1	AES Gener	E/C
Norte Grande	28	C. Cochrane	Crucero	-	CCH2	AES Gener	E/C
Norte Grande	29	C. Norgener	Crucero	-	NTO1	AES Gener	E/C
Norte Grande	30	Laberinto	Crucero	J11	Laberinto - Kapatur 220 kV C1	CTNG	E/C
Norte Grande	31	S/E O'Higgins	Crucero	J7	O'Higgins - Kapatur 220 kV C1	CTNG	E/C
Norte Grande	32	Cerro Dominador	Corporativo	JT1	PFV Cerro Dominador	Atacama Generación	E/S
Norte Grande	33	C. Cerro Dominador	Corporativo	-	Cerro Dominador CSP	Cerro Dominador CSP	E/S
Norte Grande	34	Granja Solar	Crucero	JT1	PFV Granja Solar	María Elena Solar	E/C
Norte Grande	35	Atacama Solar II	Crucero	-	SE Atacama Solar II	Atacama Solar	E/C
Norte Grande	36	C. Angamos	Crucero	-	ANG2	Empresa Eléctrica Angamos	E/C
Norte Grande	37	S/E RANDE	Crucero	-	PFV Finis Terrae Etapa I	EGP del Sur	E/C
Norte Grande	38	S/E LASANA	Crucero	-	PFV San Pedro	GPG Solar Chile 2017	E/C
Norte Grande	39	S/E TAP OFF QUILLAGUA	Crucero	-	PFV Nuevo Quillagua	PE Quillagua	E/C
Norte Grande	40	S/E DON ANTONIO	Crucero	-	PFV Santa Isabel Etapa I	SGF	E/C
Norte Grande	41	S/E TCHAMMA	Crucero	-	PE Tchamma	AR Tchamma	E/C
Norte Grande	42	S/E CENTRAL CERRO TIGRE	Crucero	-	PE Cerro Tigre	AR Cerro Tigre	E/C
Norte Grande	43	S/E ANDES (AES GENER)	Crucero	J1	PFV Sol de Lila	EGP del Sur	E/C
Norte Grande	44	S/E SOL DEL DESIERTO	Crucero	-	PFV Sol del Desierto	PSFV Sol del Desierto	E/C
Norte Grande	45	S/E PAMPA TIGRE	Crucero	-	PFV Pampa Tigre	AR Pampa	E/C

Zona	N°	S/E	PDC	Paño	Elemento Monitoreado	Coordinado responsable	Estado Actual
Norte Grande	46	S/E HADES	Crucero	J1	PFV Domeyko	EGP del Sur	E/C
Norte Grande	47	S/E CENTRAL DIESEL TAMAYA	Crucero	-	PFV Tamaya Solar	Engie Energía Chile S.A.	E/C
Norte Grande	48	S/E EL ABRA	Crucero	-	PE Ckani	AR Alto Loa	E/C
Norte Grande	49	S/E O'Higgins	Crucero	-	PE Llanos del Viento	AR Llanos del Viento SpA.	E/C
Norte Grande	50	TAP OASIS	Crucero	-	PE Calama	Engie Energía Chile	E/C
Norte Grande	51	S/E Valle del Sol	Crucero	-	Valle del Sol	Enel Green Power Chile S.A	E/C
Norte Grande	52	TERCIARIO TR1 DE LA S/E FUTURO	Crucero	-	Andes IIB	Andes Solar SpA	E/C
Norte Grande	53	S/E Kimal	Crucero	-	PFV Elena Etapa I	Solar Elena SpA	E/C
Norte Grande	54	S/E PALPANA	Crucero	-	PFV Coya	PV Coya	E/C
Norte Grande	55	Mantos Blancos	Crucero	J1	Lado AT Transformador N° 1 de S/E Mantos Blancos	Minera Mantos Blancos	E/C
Norte Grande	56	Arica	Crucero	BT3	Lado 66kV Autotransformador N°3 SE Arica	Engie	E/S
Norte Chico	57	Los Changos	Maitencillo	K6	Los Changos - Cumbres 500 kV C1	TEN	E/S
Norte Chico	58	Cumbres	Maitencillo	K3	Cumbres - N. Cardones 500 kV C2	TEN	E/S
Norte Chico	59	Diego de Almagro	Maitencillo	J1	Diego de Almagro - Carrera Pinto 220 kV C1	Transelec	E/S
Norte Chico	60	Diego de Almagro	Maitencillo	JT6	SVC Plus de S/E Diego de Almagro	Transelec	E/S
Norte Chico	61	Cardones	Maitencillo	J12	Cardones - Diego de Almagro 220 kV C1	Eletrans	E/S
Norte Chico	62	Cardones	Alto Jahuel	JT4	CER de S/E Cardones	Transelec	E/S
Norte Chico	63	N. Cardones	Maitencillo	K2/K3	N. Cardones - N. Maitencillo 500 kV C1	Interchile	E/S
Norte Chico	64	Maitencillo	Maitencillo	J5	Maitencillo - Guacolda 220 kV C1	Guacolda	E/S
Norte Chico	65	Maitencillo	Maitencillo	J4	Maitencillo - Don Héctor 220 kV C1	Transelec	E/S
Norte Chico	66	Maitencillo	Maitencillo	J3	Maitencillo - Don Héctor 220 kV C2	Transelec	E/S
Norte Chico	67	N. Maitencillo	Maitencillo	K7/K8	N. Maitencillo - N. Pan de Azúcar 500 kV C2	Interchile	E/S
Norte Chico	68	Punta Colorada	Maitencillo	J4/J5	P. de Azúcar - Punta Colorada 220 kV C1	Transelec	E/S
Norte Chico	69	Pan de Azúcar	Maitencillo	J3	Pan de Azúcar - Don Goyo 220 kV C2	Transelec	E/S
Norte Chico	70	Pan de Azúcar	Maitencillo	J4	Pan de Azúcar - La Cebada 220 kV C1	Transelec	E/S
Norte Chico	71	N. Pan de Azúcar	Maitencillo	K7/K8	N. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV C1	Interchile	E/S
Norte Chico	72	Conejo	Maitencillo	JL1	PFV Conejo Solar	Conejo Solar	E/C
Norte Chico	73	Luz del Norte	Maitencillo	J1	PFV Luz del Norte	Luz del Norte	E/C
Norte Chico	74	Llano de Llampos	Maitencillo	J1	PFV Llano de Llampos	Amanecer Solar	E/C
Norte Chico	75	El Romero	Maitencillo	J1	PFV El Romero	Acciona	E/C
Norte Chico	76	El Pelícano	Maitencillo	JT1	PFV El Pelícano	El Pelícano	E/C
Norte Chico	77	San Juan	Maitencillo	J1	PE San Juan	San Juan	E/C
Norte Chico	78	El Arrayán	Maitencillo	JT1	PE El Arrayán	El Arrayán	E/C
Norte Chico	79	Don Goyo	Maitencillo	JT1	PE Los Cururos	Los Cururos	E/C
Norte Chico	80	Cabo Leones I	Maitencillo	JT1	PE Cabo Leones I	Cabo Leones I	E/C
Norte Chico	81	Cabo Leones II	Maitencillo	-	Lado AT Transformador SE Cabo Leones II	Ibereólica	E/C
Norte Chico	82	Sarco	Maitencillo	J1	PE Sarco	Aela Eólcia Sarco	E/C
Norte Chico	83	S/E Rio Escondido	Maitencillo	-	PFV Río Escondido	AR Escondido	E/C
Norte Chico	84	S/E Pastora	Maitencillo	J1	PFV Campos del Sol	EGP del Sur	E/C
Norte Chico	85	S/E MALGARIDA	Maitencillo	-	PFV Malgarida II	Acciona	E/C
Norte Chico	86	S/E Valle Escondido	Maitencillo	-	PFV Valle Escondido	AR Valle Escondido	E/C
Norte Chico	87	N. Pan de Azúcar	Maitencillo	K3	Lado AT Transformador SVC Plus SE N. Pan de Azúcar	Interchile	E/C
Norte Chico	88	N. Pan de Azúcar	Maitencillo	K6	Lado AT Transformador SVC Plus SE N. Pan de Azúcar	Interchile	E/C
Norte Chico	89	S/E CENTRAL CABO LEONES II	Maitencillo	-	Cabo Leones Fase II	Ibereólica Cabo Leones III SpA	E/C
Norte Chico	90	Diego de Almagro	Maitencillo	HT3	Lado 110 kV Autotransformador N°3 SE Diego de Almagro	Transelec	E/S
Norte Chico	91	S/E INCA DE ORO	Maitencillo	-	Diego de Almagro Sur	Colbún S.A.	E/C
Norte Chico	92		Maitencillo	-	Sol de varas	AustrianSolar Chile Tres Spa.	E/C
Norte Chico	93	S/E CAMPOS DEL SOL	Maitencillo	-	Campos de Sol II	Enel Green Power SpA	E/C
Norte Chico	94	C Huasco	Maitencillo	H1	LT Central Huasco – Maitencillo 110 kV C1	Transelec	E/C
Norte Chico	95	C El Peñón	Maitencillo	HT	Lado AT Transformador N° 1 de SE C. El Peñón	Enlasa	E/C
Norte Chico	96	Las Palmas	Maitencillo	J4	Las Palmas - Los Vilos 220 kV C1	Transelec	E/S

Zona	N°	S/E	PDC	Paño	Elemento Monitoreado	Coordinado responsable	Estado Actual
Norte Chico	97	C. Nehuenco	Alto Jahuel	-	TG	Colbún	E/S
Norte Chico	98	C. Nehuenco II	Alto Jahuel	-	TG	Colbún	E/S
Norte Chico	99	C. San Isidro	Alto Jahuel	-	TG	Enel Generación	E/C
Norte Chico	100	C. San Isidro II	Alto Jahuel	-	TG	Enel Generación	E/C
Norte Chico	101	Los Vilos	Maitencillo	J2	Los Vilos - Nogales 220 kV C2	Transelec	E/S
V Región	103	C Quintero	Alto Jahuel	-	TG1	Enel Generación	E/C
Centro	104	Nogales	Alto Jahuel	J7/J8	Los Vilos - Tap Doña Carmen - Nogales 220 kV C1	Transelec	E/S
Centro	102	Rapel	Alto Jahuel	J1	LT Rapel – Cerro Navia 220 kV C1	Transelec	E/C
Centro	105	Nogales	Alto Jahuel	J8/J9	Nogales - Quillota 220 kV C1	Transelec	E/S
Centro	106	San Luis	Alto Jahuel	J11/J11-12	San Luis - Quillota 220 kV C1	Transquillota	E/S
Centro	107	Polpaico	Alto Jahuel	K1	Polpaico - Alto Jahuel 500 kV C2	Transelec	E/S
Centro	108	Lo Aguirre	Alto Jahuel	K5/K6	Lo Aguirre - Alto Jahuel 500 kV C1	Transelec	E/S
Centro	109	Lo Aguirre	Alto Jahuel	K1/K2	Lo Aguirre - Alto Jahuel 500 kV C2	Transelec	E/S
Centro	110	Las Vegas	Alto Jahuel	H1	Las Vegas - San Pedro 110 kV C1	Chilquinta	E/C
Centro	111	Alto Jahuel	Alto Jahuel	AT6	Lado 154 kV Trafo A. Jahuel	Transelec	E/S
Centro	112	Alto Jahuel	Alto Jahuel	K1	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	Transelec	E/S
Centro	113	Alto Jahuel	Alto Jahuel	K2	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	Transelec	E/S
Centro	114	Alto Jahuel	Alto Jahuel	K5	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	AJTE	E/S
Centro	115	Quilapilún	Alto Jahuel	JT1	PFV Quilapilún	Chungungo	E/C
Centro	116	C. Nueva Renca	Alto Jahuel	-	TG	G. Metropolitana	E/C
Centro	117	C. Las Lajas	Alto Jahuel	-	U1	Alto Maipo	E/C
Centro	118	C. Alfalfal	Alto Jahuel	-	U1	Alto Maipo	E/C
Centro	119	C: Campiche	Alto Jahuel	-	Central Campiche	AES Gener	E/C
Centro	120	Agua Santa	Alto Jahuel	H3	Agua Santa - Miraflores 110 kV C1	Chilquinta	E/C
Centro	121	C. Chacayes	Ancoa	-	U1	Pacific Hydro Chacayes	E/S
Centro	122	C. Colbún	Ancoa	-	U2	Colbún	E/S
Centro	123	C. Pehuenche	Ancoa	JT2	U2	Enel Generación	E/C
154 kV	124	Itahue	Ancoa	A1	Itahue - Curillinque 154 kV	Transelec	E/S
154 kV	125	Itahue	Ancoa	AT4	Lado 154 kV Trafo Itahue	Transelec	E/S
154 kV	126	C. La Confluencia	Ancoa	-	U1	Tinguiririca Energía	E/S
154 kV	127	C. La Higuera	Ancoa	-	U2	Tinguiririca Energía	E/S
154 kV	128	C. Curillinque	Ancoa	JT1	U1	Enel Generación	E/C
154 kV	129	Tinguiririca	Alto Jahuel	A5	Tinguiririca - La Higuera 154 kV C2	Transelec	E/S – T[1]
154 kV	130	Tinguiririca	Alto Jahuel	A9	Tinguiririca - Tap Malloa 154 kV C1	Transelec	E/S
154 kV	131	Tinguiririca	Alto Jahuel	A10	Tinguiririca - Tap Malloa 154 kV C2	Transelec	E/S
Centro-Sur	132	Colbún	Ancoa	J7	Colbún - Candelaria 220 kV C1	Colbún Transmisión	E/S
Centro-Sur	133	Ancoa	Ancoa	J4	Ancoa - Pehuenche 220 kV C1	Transelec	E/S
Centro-Sur	134	Ancoa	Ancoa	K6	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	AJTE	E/S
Centro-Sur	135	Ancoa	Ancoa	K1	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	Transelec	E/S
Centro-Sur	136	Entre Ríos	Charrúa	K13/K14	Entre Ríos - Ancoa 500 kV C2	Transelec	E/S
Centro-Sur	137	Charrúa	Charrúa	J1	Charrúa - Pangue 220 kV	Transelec	E/S
Centro-Sur	138	Charrúa	Charrúa	J4	Charrúa - Antuco 220 kV C1	Transelec	E/S
Centro-Sur	139	Charrúa	Charrúa	J24	Charrúa - Palmucho 220 kV	Transelec	E/S
Centro-Sur	140	Charrúa	Charrúa	K1	Charrúa - Entre Ríos 500 kV C1	Transelec	E/S
Centro-Sur	141	C. Antuco	Charrúa	JT1	U1	Enel Generación	E/C
Centro-Sur	142	C. El Toro	Charrúa	JT3	U3	Enel Generación	E/C
Centro-Sur	143	C. Pangue	Charrúa	JT2	U2	Enel Generación	E/C
Centro-Sur	144	C. Ralco	Charrúa	JT1	U1	Enel Generación	E/C
Concepción	145	Concepción	Charrúa	A3	Concepción - San Vicente 154 kV C1	Transelec	E/S
Concepción	146	Coronel	Charrúa	A1	Coronel - Bocamina 154 kV C1	CGE	E/S
Sur	147	Valdivia	Charrúa	J3	Valdivia - Pichirropulli 220 kV C2	Transelec	E/S
Sur	148	Rahue	Charrúa	J2	Pichirropulli - Rahue 220 kV C1	Transelec	E/S
Sur	149	Puerto Montt	Charrúa	J3	Puerto Montt - Canutillar 220 kV C1	Transelec	E/S
Sur	150	Puerto Montt	Charrúa	JT41/JT42	CER de S/E Puerto Montt	Transelec	E/S
Sur	151	Melipulli	Charrúa	JL1	Melipulli - Chiloé 220 kV	STS	E/C
Sur	152	C. Angostura	Charrúa	-	U1	Colbún	E/S
Sur	153	C. Canutillar	Charrúa	-	U2	Colbún	E/S
Sur	154	C. Rucatayo	Charrúa	-	U1	Rucatayo	E/C
Sur	155	Ciruelos	Charrúa	J6	Cautín - Ciruelos 220 kV C2	Transelec	E/S

Zona	N°	S/E	PDC	Paño	Elemento Monitoreado	Coordinado responsable	Estado Actual
Sur	156	Aurora	Charrúa	J1	PE Aurora	Aela Eólica Llanquihue	E/C
Sur	157	San Gabriel	Charrúa	JT1	PE San Gabriel	Parque Eólico San Gabriel	E/C
Sur	158	S/E SECCIONADORA RIO MALLECO	Charrúa	-	PE Malleco Fase I	Wpd Malleco	E/C
Sur	159	S/E PARQUE EOLICO RENAICO	Charrúa	JL1	PE Renaico II	EGP del Sur	E/C
Sur	160	S/E SECCIONADORA RIO MALLECO	Charrúa	-	PE Malleco Fase II	Wpd Malleco	E/C
Sur	161	S/E SECCIONADORA LOS OLMOS	Charrúa	-	PE Los Olmos	Energía Eólica Los Olmos	E/C
Sur	162	C Pilmaiquén	Charrúa	B1	LT Central Pilmaiquén – Osorno 66 kV C1	Enel Green Power	E/C
Sur	163	C Pullinque	Charrúa	B2	LT Central Pullinque – Loncoche 66kV C1	CGE	E/C
Sur	164	Río Malleco	Charrúa	J4/J5	LT Río Malleco – Mulchén 220 kV C2	Transelec	E/C
Sur	165	S/E PUELCHE SUR	Charrúa	-	PE Puelche Sur	AR Puelche Sur	E/C
Sur	166	Pichirropulli	Charrúa	J7/J8	Pichirropulli - Nueva Puerto Montt 500 kV C1	Transelec	E/C
Sur	167	N. Puerto Montt	Charrúa	J11/J12	Pichirropulli - Nueva Puerto Montt 500 kV C2	Transelec	E/C

[1] Esta PMU debe trasladarse, según lo indicado en el presente Estudio.

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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

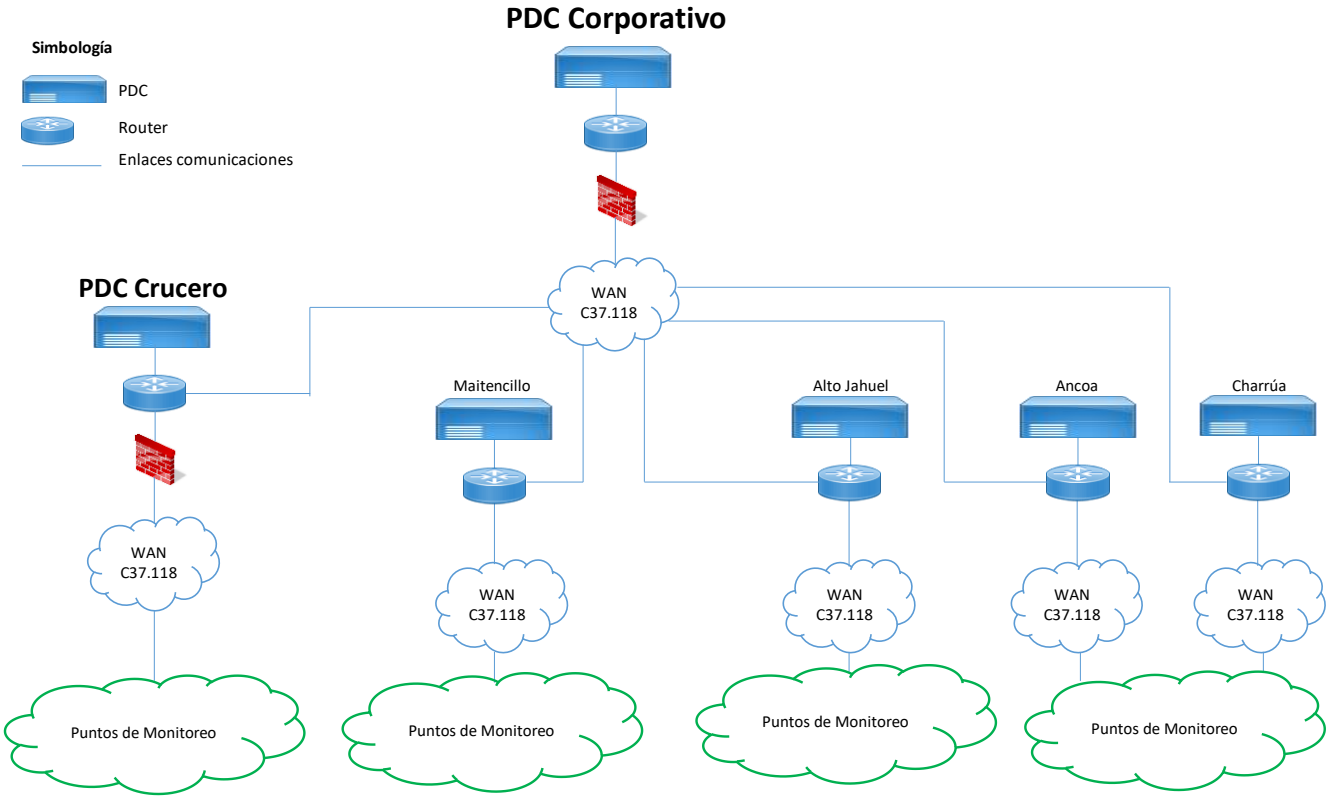

Figura 4.2 Diagrama esquemático de la arquitectura actual de la plataforma WAMS del Coordinador

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 5.5.

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 requiere 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 establece 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.

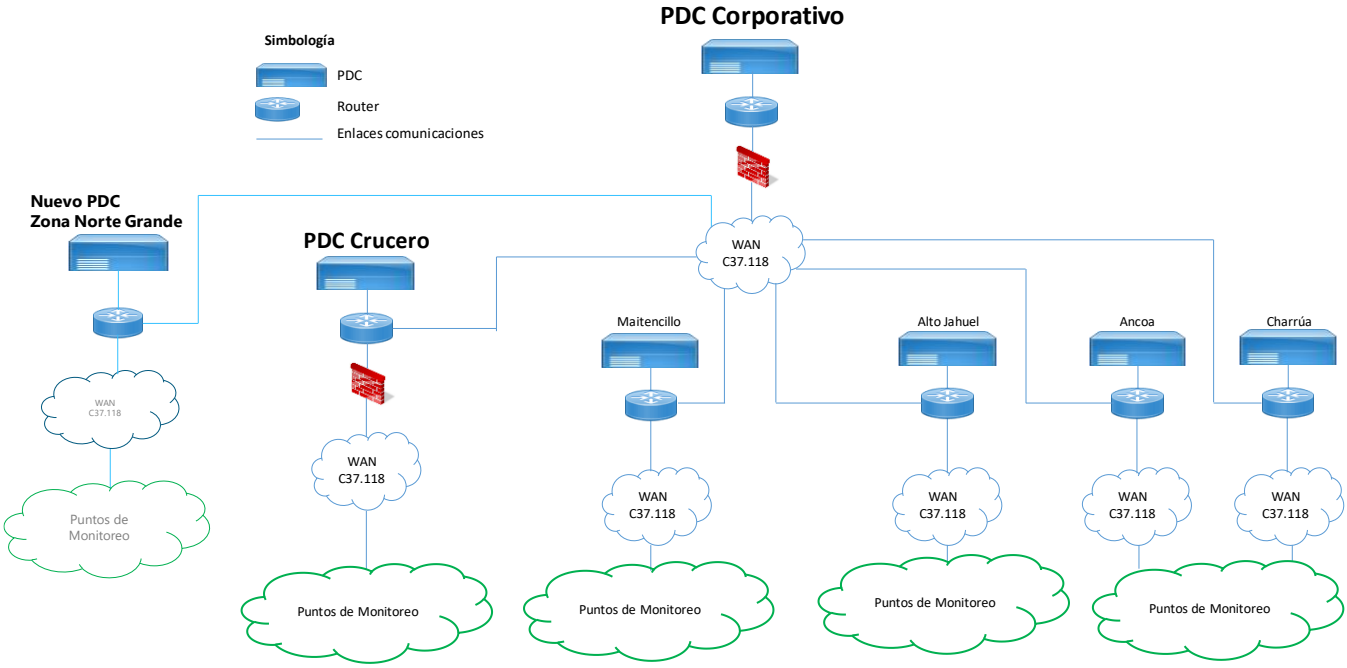

Figura 4.3-1 Diagrama esquemático de la nueva arquitectura de la plataforma WAMS requerida por el Coordinador.

5 Requerimientos de nuevos puntos de monitoreo

5.1 Plan de Obras 2022-2023

Se consideran y evalúan todas las obras declaradas en construcción por la CNE al 30 de junio de 2022, y con una fecha de puesta en servicio hasta el 31 de diciembre de 2023.

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 provisorias 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 2023.

Tabla 5-1 Puntos de monitoreo del SEN determinados a partir del plan de obras de junio-22

Nombre Empresa	Nombre Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Potencia Neta Total [MW]	Punto de Conexión
Tercera Región Solar SpA	Meseta de Los Andes	sept-22	Solar Fotovoltaico	152,5	S/E Los Maquis 220 kV
Enel Green Power Chile S.A.	Las Salinas	sept-22	Solar Fotovoltaico	364,0	S/E Centinela 220 kV
Solar Elena SpA	Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa	dic-22	Solar Fotovoltaico	270,0	S/E Kimal 220 kV
Parque Eólico Atacama SpA	Parque Eólico Atacama	dic-22	Eólico	165,3	Nueva S/E Seccionadora Iberatacama 220 kV
AR Caman SpA	Parque Eólico Caman - Etapa 1	feb-23	Eólico	145,7	S/E Cerros de Huichahue 220 kV
CEME 1 SpA	Planta Solar CEME 1	oct-23	Solar Fotovoltaico	380,0	S/E Miraje 220
Tamarico Solar Dos SpA	Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	dic-23	Solar Fotovoltaico	144,7	Nueva S/E Seccionadora Tamarico-Caserones 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
Transelec Holdings Rentas Limitada	Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	nov-23

5.2 Evaluación de los Estudios establecidos en la Norma Técnica de SyCS y la Norma Técnica de SSCC

A partir del análisis de los estudios vigentes requeridos por el Capítulo 6 de la NT SyCS y el Capítulo 3 de la NT SSCC, se determinó 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 mayo de 2022, 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 5-3 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 1653 MW por línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre	Salida Intempestiva U16	Ajustada a límite de estabilidad transitoria	Sev. 5
	Caso B: Desconexión 1 circuito de línea Los Changos – Cumbre con 1300 MW en sentido Norte->Sur	1 circuito de línea Los Changos – Cumbre 500 kV	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 A1a: Demanda Alta, sólo Ventanas U2. - Caso A1b: Demanda Alta, Ventanas U2, Nueva Ventanas y 1 CC San Isidro. - Sensibilidad Caso A1a con 2do transf. Agua Santa 220/110 kV, sin Ventanas U2 y con nueva línea N.Maitencillo-P.Colorada-N.P.Azúcar 220 kV. Caso A2: inercia media en zona centro-norte. Demanda Alta, Ventanas U2, Nueva Ventanas, Campiche, 2 CC San Isidro + 1 CC Nehuenco.	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, Campiche, 2 CC San Isidro + 2 CC Nehuenco. Caso B2: Demanda Baja, Nueva Ventanas y Campiche.	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
V Región	Caso Base: Nueva Ventanas y Campiche.	Transformador Agua Santa 220/110 kV	Ajustada a límite térmico	Sev. 8
Centro 220 kV	Caso Base: 1 CC en San Luis Nueva Renca F/S	Polpaico - Lampa 220 kV L1	Ajustada a límite térmico	Sev. 4
Centro 500 kV	Caso A1: Demanda Baja Noche 1 CC Caso A2: Demanda Baja Noche. Caso B1: Demanda Alta Noche 2 CC Caso B2: Demanda Alta Noche. 1 CC	Casos A1, A2 y B1 Salida Intempestiva IEM Caso B2 Salida Intempestiva San Isidro II	Ajustada a límite de estabilidad	Sev. 5
Concepción	Caso Base Petropower, MAPA TG7 E/S	Charrúa – Lagunillas 220 kV	Ajustada a límite térmico	Sev. 4
Sur	Caso A: Canutillar U1 y U2 Rucatayo E/S CER Pto. Montt F/S	Salida Intempestiva Canutillar U1	Ajustada a límite de estabilidad	Sev. 5
	Caso B: Canutillar U1 Rucatayo E/S CER Pto. Montt E/S	Salida Intempestiva Canutillar U1	Ajustada a límite térmico	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 1730 Norte→Sur: Caso A1 1430 Caso A2 1720 Sur→Norte: Caso B 1720	Norte→ Sur: Caso A1 Amortiguamiento Caso A2 Excursión angular Sur→ Norte: Caso B Reg. Tensión
Changos – Cumbre 500 kV	C2			
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	C1	CCSS 2x1700 2x2210 (15 min)	Norte→Sur: Caso A1b 1880 Caso A2 1920 (4) Sur→Norte: Caso B 1830	Norte→Sur: Caso A1b Reg. Tensión Caso A2 TTCC+factor de seguridad / Reg. Tensión (4) Sur→Norte: Caso B Reg. Tensión
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	C2			
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV	L1	CCSS Permanente 4x1472 Sobrecarga 30 min. 2x1936 + Sobrecarga 15 min. 2x1927 (2)	Caso A1: (3) Caso A2: 3242 Caso B1: 3037 Caso B2: 2945	Casos A1: (3) Casos A2, B1 y B2: Estabilidad de 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 (2)	Caso A1: (3) Caso A2: 2011 Caso B1: 1704 Caso B2: 1643	Casos A1: (3) Casos A2, B1 y B2 Estabilidad de Tensión
Entre Ríos – Ancoa 500 kV	L2			
Charrúa – Ancoa 500 kV	L3	CCSS Permanente 1697 Sobrecarga 15 min. 2376 (2)	Caso A1: (3) Caso A2: 2341 Caso B1: 1983 Caso B2: 1912	Casos A1: (3) Casos A2, B1 y B2: Estabilidad de 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: 100 Caso B: 145	A: Regulación de Tensión B: TTC/Estabilidad de Tensión

Tramo	Circuito	Cap. Elementos Serie [MVA]	Limitación Tramo[1] [MVA]	Causa
Nva. Puerto Montt (Tineo) - Tap Off Llanquihue 2x220 kV	C2	-	Caso A: 118 Caso B: 159	A: Regulación de Tensión B: TTCC/Estabilidad de Tensión
Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 2x220 kV	C2	-	Caso A: 88 Caso B: 128	A: Regulación de Tensión B: TTCC/Estabilidad de Tensión

[1] Límites post contingencia

[2] Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración

[3] Solamente fueron alcanzados Transferencias Ancoa – Alto Jahuel del orden de 2770 MW postcontingencia y 2352 MW precontingencia, donde ya no era posible aumentar transferencias con las unidades despachadas, pero ya se observan problemas de baja reserva de potencia reactiva

[4] Estos límites están medidos en el extremo Polpaico. Cabe señalar que en la operación real se considera un límite precontingencia de 2000 MVA medido en la S/E Polpaico, de manera de dejar un margen de seguridad respecto de la capacidad de sobrecarga permanente de los TTCC de esta subestación - 2078 MVA (Ver Minuta DAOP N°02/2021)

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 (paño K6) y S/E Cumbre (paño 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**

  Considerando el monitoreo del sistema de transmisión de 500 kV, se define un nuevo punto de monitoreo localizado en el circuito 3 de Ancoa-Charrúa, paño K3 de SE Charrúa.

- **Charrúa - Entre Ríos 500 kV**

  Actualmente, se cuenta con unidades PMU en S/E Charrúa (paño 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**

  Se determinan nuevos puntos de monitoreo localizado en el paño J2 del circuito 2 Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV, y en el paño J8/J9 del circuito 2 de Nva. Puerto Montt (Tineo) - Tap Off Llanquihue 220 kV.

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	Nuevo Punto	Se instruye en el paño K3 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	Nuevo Punto	En paño J8/J9 de S/E Nva. Puerto Montt(Tineo)
	Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV	Nuevo Punto	En paño 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
	Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV	E/S	J3 de S/E Puerto Montt

5.2.2 Control de tensión

En el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR) publicado en junio de 2022, 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 $\partial Q_{\text{iny}}/\partial Q_{\text{barra}}$ sobre las barras más débiles del área, y se evaluó la disponibilidad de puntos de monitoreo en las cercanías de dichos recursos.

<u>ACT Norte Grande</u>

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 instruída para la S/E Parinacota. Por otro lado, en el estudio ECTyRPR 2022 se incorpora las futuras obras de las líneas de Roncacho - Parinacota y Nueva Pozo Almonte - Roncacho 220 kV, y se determina que la barra más débil post contingencia corresponde a Roncacho 220 kV. La PMU más cercana a Roncacho, es la PMU de S/E Parinacota.

En esta subárea los recursos de control de tensión con mayor incidencia corresponden a las centrales U16, Norgener, CSP Cerro Dominador, Cochrane, Angamos y la unidad IEM. 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, para el cual, en el estudio MMF 2020 se instruyó una PMU.

Debido a la posibilidad a mediano plazo, de reactivar el intercambio radial de energía con Argentina (importación/exportación), a cargo de AES Andes, surge la necesidad de actualizar y revisar el correcto funcionamiento de las PMU instruidas en S/E Andes.

<u>ACT Norte Chico</u>

En el área Norte Chico 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 S/E Los Vilos por el sur.

La barra más débil de la subárea norte del ACT Norte Chicho 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. En el estudio MMF 2018 se instruyó una PMU en dicho recurso.

En relación con la subárea centro-sur del sistema de 500 kV, las barras más débiles pre y post contingencia corresponden a la S/E Cumbre, la cual cuenta con una PMU en servicio para monitorear la tensión. 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 Las Palmas, y la barra más débil post contingencia corresponde a la S/E La Cebada. 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 Punta Colorada. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

Los recursos más eficaces para el control de tensión corresponden al CER de Cardones, CER de Maitencillo, 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 perdida de uno de los circuitos de la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV y la pérdida del STATCOM de Cerro Navia 220 kV, corresponden a la S/E Alto Jahuel y la S/E Lo Aguirre 220 kV, respectivamente. Los aportes de potencia reactiva más eficaces corresponden al STATCOM de Cerro Navia y CER de Polpaico. 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 Los Almendros 220 kV (Escenario 2 del estudio) y de S/E El Salto 220 kV (Escenario 3 del estudio). Los aportes de reactivos más eficaces corresponden a las unidades despachadas en la zona, como son las centrales 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

unidades térmicas despachadas en la zona, lo cual corresponde a la central Los Vientos. 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, las barras más sensibles corresponden a las de las SS/EE de Charrúa y Entre Ríos de 500 kV. Entre las SS/EE Ancoa y Charrúa los recursos más eficaces son las centrales Santa María, Mampil, TER Laja(U1-U2), Antuco y Cholguán. En la S/E Ancoa 500 kV , además de las centrales anteriores, se le suma la efectividad de la central Colbún. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

En el sistema de 220 kV, la barra más sensible corresponde a la S/E Rio Malleco de 220 kV. Entre las SS/EE Alto Jahuel y Candelaria los recursos más efectivos son las centrales Candelaria, Coya, Chacayes y Sauzalito; en las SS/EE de Colbún y Ancoa los recursos más efectivos son las centrales de Colbun, Machicura, Pehuenche y Providencia; en la S/E Charrúa se destacan como recursos eficientes las centrales Santa María, TER Laja(U1-U2), Cholguán y Antuco, mientras que los recursos más eficientes para las barras al sur de la S/E Charrúa son las centrales Angostura, Santa María y Ralco. 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 las SS/EE de Rancagua y Parral. Los recursos internos que entregan una mayor efectividad son las centrales Embalse Ancoa, Convento Viejo, San Ignacio, Pacífico, Licantén y Lircay. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales

Las barras más débiles de la subárea de Concepción, pre y post contingencia corresponden a las SS/EE Concepción 220 kV y Coronel 154 kV. Los principales recursos internos corresponden a las unidades generadoras del proyecto MAPA y las unidades de generación de las centrales térmicas Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower), Coronel, Arauco, Horcones, Escuadrón y Newen. 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 y Chiloé 220 kV. El CER de Puesto Montt es el recurso más efectivo para la inyección de reactivos, mientras que la central Valdivia resulta ser más efectiva para el control de tensión desde las SS/EE Cautín a Valdivia y desde las barras de Nueva Pichirropulli hacia el sur. 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 PMU	Ubicación PMU
Norte Grande	Norte-centro	Parinacota 220 kV (pre y post-cont)	E/C	Paño JT1 de SE Parinacota
	Norte-centro	Roncacho 220 kV (post-cont)	E/C[2]	Paño JT1 de SE Parinacota
	Sur	Andes 220 kV (pre y post-cont)	E/S[3]	Barra 354 kV de S/E Andes
Norte Chico	Norte	Paposo 220 kV (pre-cont)	E/C[1]	Paño JL1 SE Conejo Solar
	Norte	Francisco 220 kV (post-cont)	E/C[1]	Paño JL1 SE Conejo Solar
	Norte	Cachiyuyal 220 kV (post-cont)	E/C[1]	Paño JL1 SE Conejo Solar
	Centro – Sur	Punta Colorada 220 kV (pre y post-cont, sist. abierto en Don Héctor)	E/S	Paño J4/J5 P. de Azúcar - Punta Colorada 220 kV
	Centro – Sur	Las Palmas 220 kV (pre-cont, sist.enmallado)	E/S	Paño J4 Las Palmas – Los Vilos 220 kV
	Centro – Sur	La Cebada 220 kV (post-cont, sist.enmallado)	E/S[1]	Paño J4 Pan de Azúcar - La Cebada 220 kV
	Centro – Sur	Cumbre 500 kV (pre y post-cont)	E/S[1]	Paño K5/K6 Cumbres - N. Cardones 500 kV C2
Centro – Norte	Centro – Norte 500 kV	Alto Jahuel 500 kV (pre y post-cont)	E/S[1]	Paño K5 Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C3
	Centro – Norte 220 kV	Lo Aguirre 220 kV (pre y post-cont)	E/S[1]	Paño K5/K6 Lo Aguirre - Alto Jahuel 500 kV C1
	Región Metropolitana	El Salto 220 kV (pre y post-cont)	E/S[1]	Paño K1 Polpaico - Alto Jahuel 500 kV C2
Centro –Sur	V Región	Cerro Calera 110 kV (pre y post-cont)	E/S[1]	Paño H1 Las Vegas - San Pedro 110 kV
	Centro – Sur 500 kV	Charrúa 500 kV (pre y post-cont)	E/S[1]	Paño J4 Charrúa - Antuco 220 kV C1
	Centro – Sur 500 kV	Entre Ríos 500 kV (pre y post-cont)	E/S	Paño K13/K14 de SE Entre Ríos
	Centro – Sur 220 kV	Río Malleco 220 kV (pre y post-cont)	E/C	Paño J4/J5 de SE Río Malleco
	154 kV	Rancagua 154 kV (pre y post-cont)	E/S[1]	Paños A9 y A10 de SE Tinguiririca
	154 kV	Parral 154 kV (pre y post-cont)	E/S[1]	Paños A9 y A10 de SE Tinguiririca
	Concepción	Concepción 220 kV (pre y post-cont)	E/S[1]	Paño A3 de SE Concepción
	Concepción	Coronel 154 kV (pre y post-cont)	E/S[1]	Paño A1 de SE Coronel

ACT	Subárea	Barra más débil	Estado PMU	Ubicación PMU
Sur	---	Pargua 220 kV (pre y post-cont)	E/S[1]	Paño J4 de SE Puerto Montt
		Nueva Ancud 220 kV (pre y post-cont)	E/C[1]	Paño JL1 SE Melipulli
		Chiloé 220 kV (pre y post-cont)	E/C[1]	Paño JL1 SE Melipulli

[1]: La tensión de la barra puede ser monitoreada indirectamente a través del punto de monitoreo indicado, por lo que no se consideran PMU adicionales.
[2]: Se incorpora obras futuras de líneas: Roncacho - Parinacota y Nueva Pozo Almonte - Roncacho 220 kV.
[3]: Por reactivación de intercambio de energía con Argentina.

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 del norte chico y norte grande con capacidad de inyección superior o igual a 100 MVAr, así como en el CER de Puerto Montt.

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
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 2022 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 2022 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 2022.

La zona de la Quinta Región se divide en dos áreas denominadas: Área Costa y Área Valle. Ambas áreas cuentan con PMU instruidas para el monitoreo de esta zona y de acuerdo con el estudio de PRS 2022 no se requieren PMU adicionales.

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

La Zona Sur por sus características presenta dos grandes áreas de consumos: Área Biobío y el Área Araucanía. Además de las PMU instruidas en el estudio 2021 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/C	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

Zona	Área	Estado actual PMU	Ubicación PMU
Sur		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
		E/S	Paños J1, J4, J24 y K1 de S/E Charrúa
	Bío-Bío	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 Pilmaiquén
		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.

En el Estudio MMF 2021 se definieron puntos de monitoreo en bornes de unidades generadoras que cuentan con PSS y que participarían en los modos de oscilación que existen en el SEN. Sin embargo, en el último estudio de PSS se han detectado modos de oscilación adicionales por lo que se requieren nuevos puntos de monitoreo asociados a las unidades involucradas para evaluar el comportamiento en la amortiguación de dichas oscilaciones. En la Tabla 5-9 se indican los puntos de registros determinados para monitorear las unidades generadoras que cuentan con estabilizadores PSS y que participarían en los modos de oscilación que aparecen en el SEN.

Tabla 5-9 Unidades que participan en modos de oscilación.

Instalación	Estado PMU	Ubicación PMU
Central Valdivia U1	Nuevo punto	Bornes Unidad Generador
Central Cipreses U1 o U2 o U3	Nuevo punto	Bornes Unidad Generador
Central Isla U1 o U2	Nuevo punto	Bornes Unidad Generador
Central Palmar U1	Nuevo punto	Bornes Unidad Generador
Central Pilmaiquén U1 o U2 o U3 o U4 o U5	Nuevo punto	Bornes Unidad Generador
Central Viñales U1	Nuevo punto	Bornes Unidad Generador
Central Celco U1	Nuevo punto	Bornes Unidad Generador

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] 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 5-10

Tabla 5-10 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).

Considerando el monitoreo del sistema de transmisión de 500 kV, se determina nuevo punto de monitoreo localizado en el circuito 3 de Ancoa-Charrúa, paño K3 de SE Charrúa. Para el monitoreo del desempeño de los recursos para el control de frecuencia, se disponen de unidades PMU actualmente en servicio a lo largo de todo el sistema eléctrico.

Sin perjuicio de lo anterior y, considerando que los planes de defensa se encuentran en la fase de implementación, se realizará una revisión del equipamiento para el monitoreo sincrofasorial una vez finalice esta fase.

5.1 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 en el SEN, de manera que se cuente con la capacidad de identificar las fuentes de generación que originan o participan en estos fenómenos:

A partir de la operación real del SEN, se detectó la necesidad particular de trasladar la PMU del paño A5 de S/E Tinguiririca al paño J11/J12 de S/E Puente Negro, con motivo de la ampliación de S/E Tinguiririca que incluye un cambio de nivel de tensión de 154 kV a 220 kV y un cambio de topología de las líneas Tinguiririca - Puente Negro – La Higuera.

5.2 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.

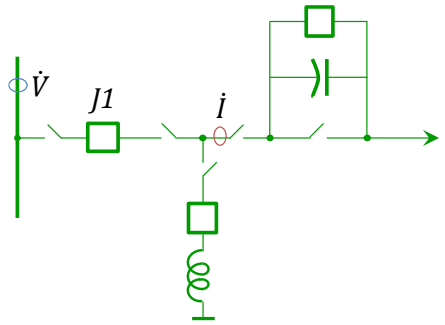

Figura 5.1 Medidas de tensión y corriente en caso de existir compensación serie y/o paralelo en el paño.

5.2.1 Zona Norte Grande

En la Figura 5.2-1 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Norte Grande.

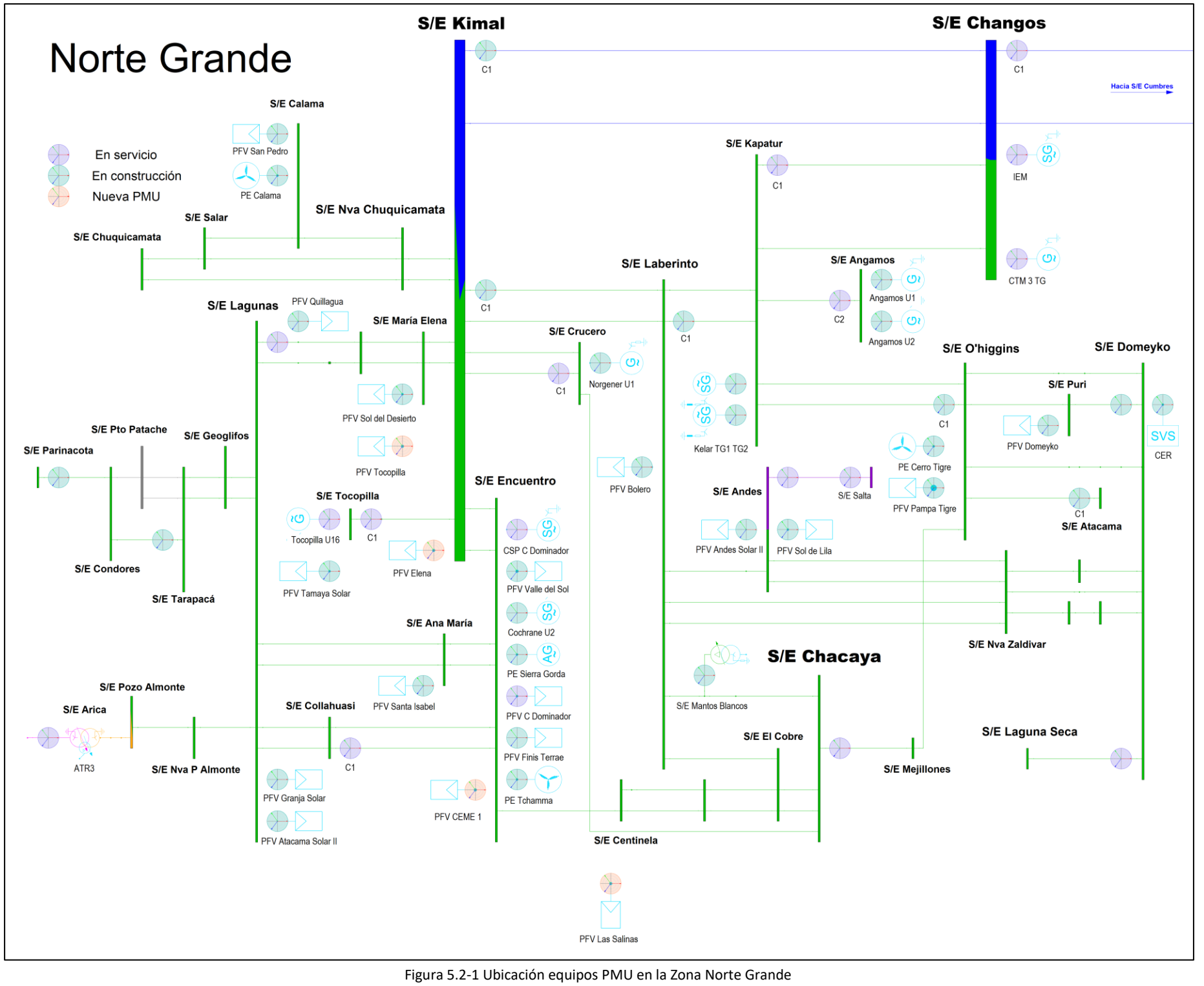

Figura 5.2-1 Ubicación equipos PMU en la Zona Norte Grande

5.2.2 Zona Norte Chico - Centro

En la Figura 5.2-2 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Norte Chico.

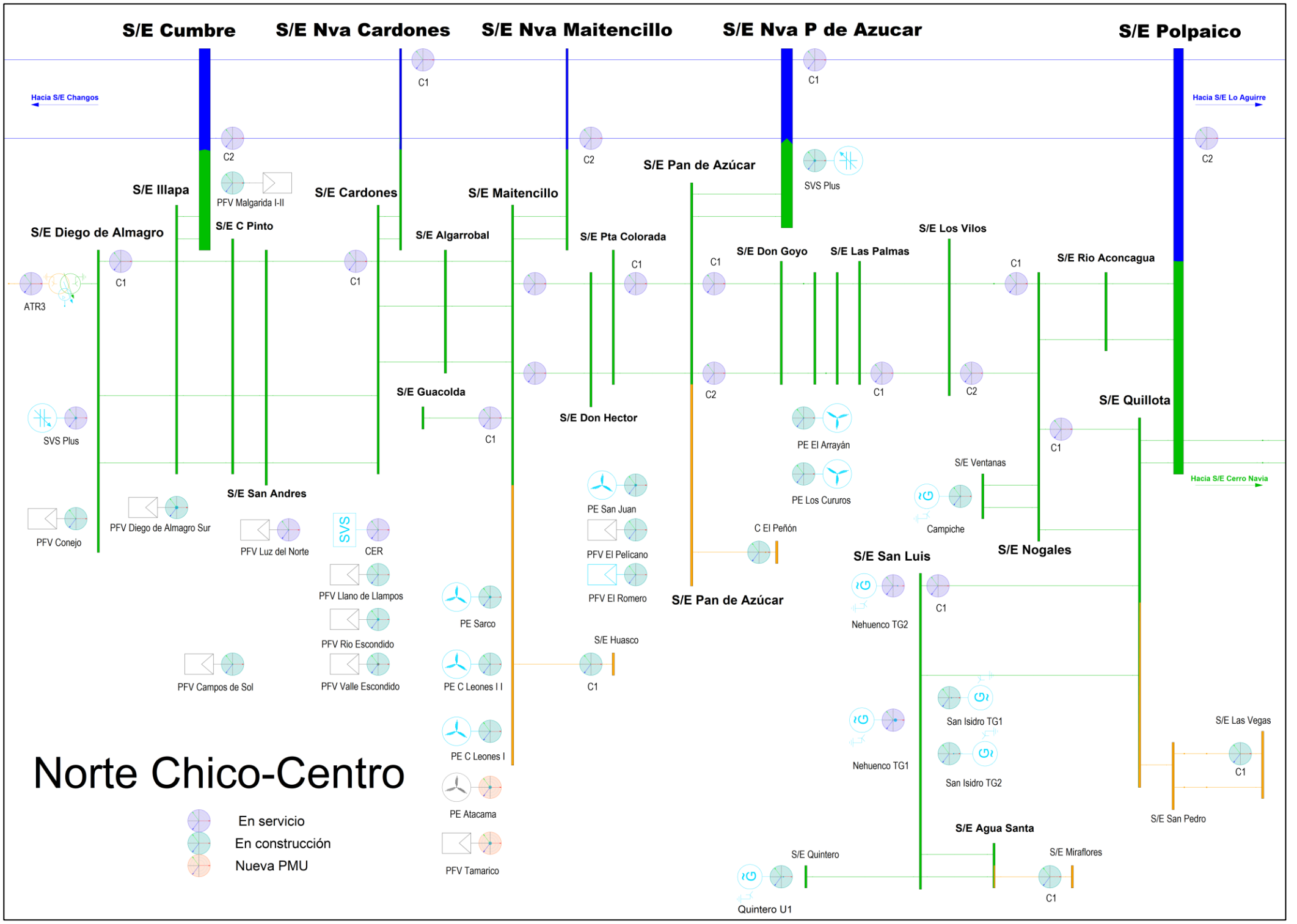

Figura 5.2-2 Ubicación equipos PMU en la zona Norte Chico – Centro

5.2.3 Zona Centro

En la Figura 5.2-3 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Centro.

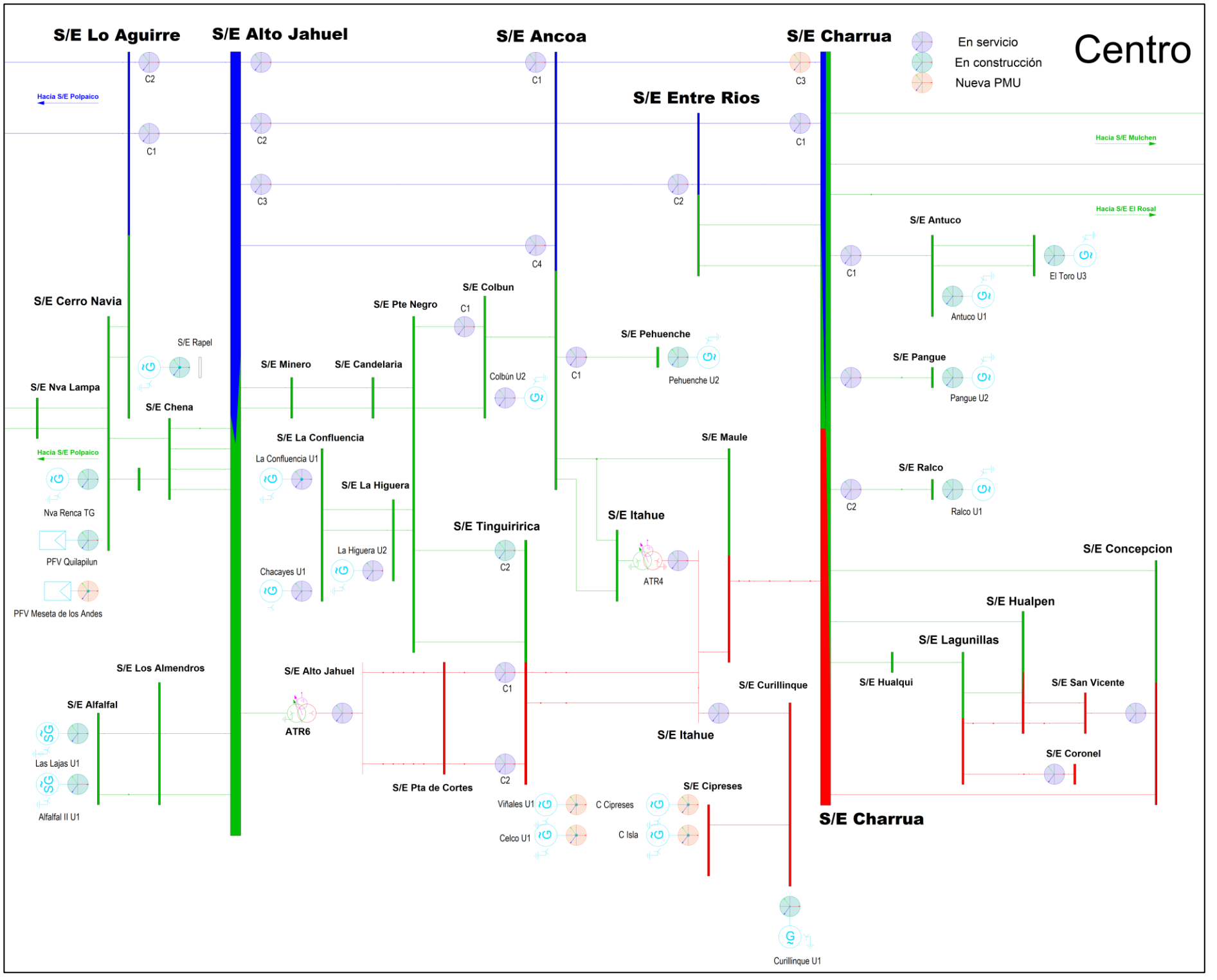

Figura 5.2-3 Ubicación equipos PMU en la zona Centro

5.2.4 Zona Sur

En la Figura 5.2-4 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Sur.

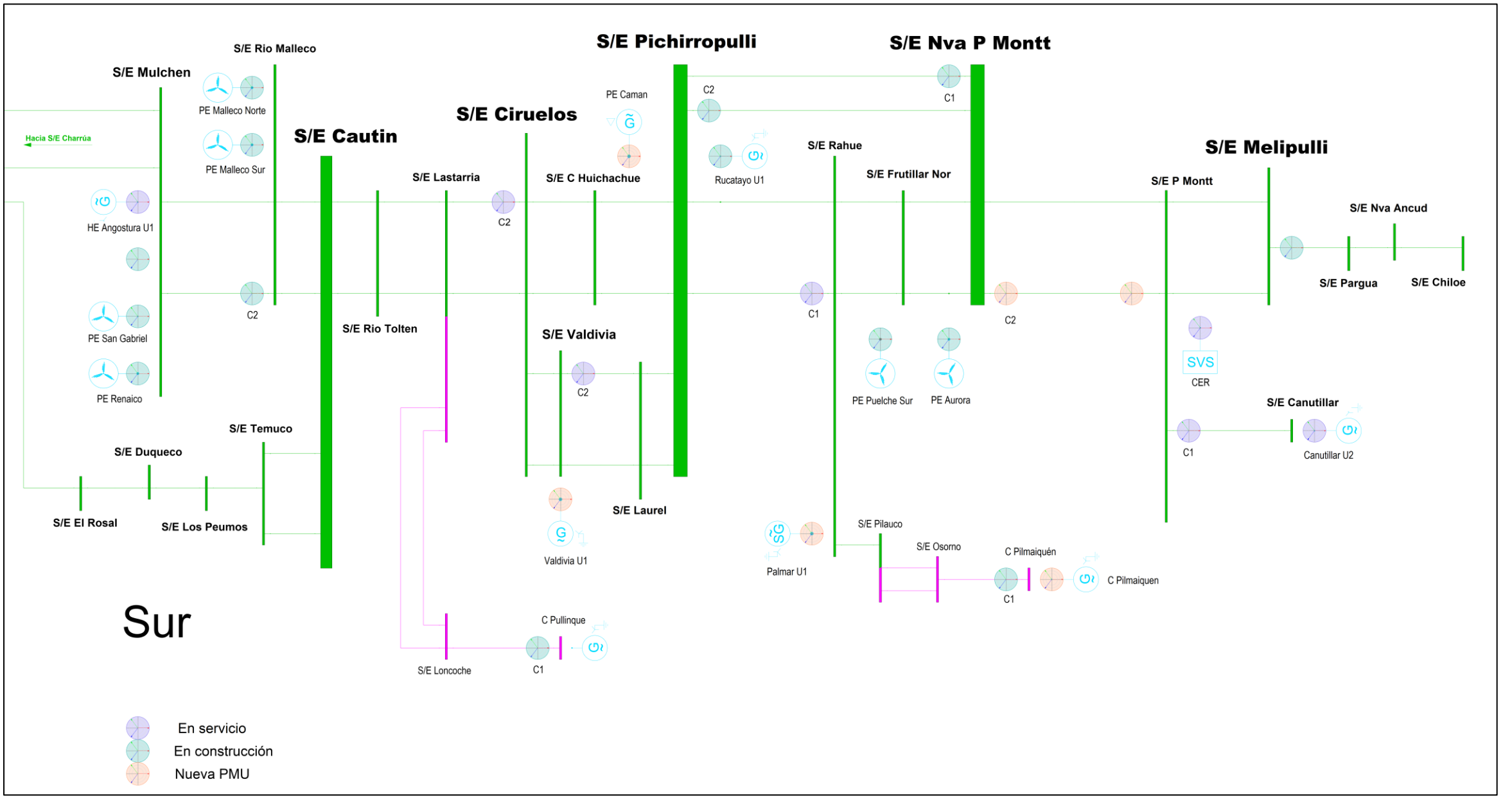

Figura 5.2-4 Ubicación equipos PMU en la zona Sur

5.3 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.

5.4 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 5-11 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 5-11 Anchos de banda mínimos requeridos para los PDC Locales

PDC	PMU asociadas al PDC	Mínimo Técnico para requerimientos [Mbps]
Nvo. PDC NG	3	0,36
Maitencillo	51	6,12
Alto Jahuel	29	3,48
Ancoa	16	1,92
Charrúa	41	4,92

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.

5.5 Otros requerimientos

5.5.1 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 trasmitida 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.

5.5.2 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.

5.5.3 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.

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 2022-2023, en instalaciones de transmisión

Zona	Ubicación PMU	Elemento Monitoreado	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo	Coordinado	Comunicar con PDC
Centro	J11/J12 de S/E Puente Negro	LT Puente Negro – La Higuera.	Ampliación de S/E Tinguiririca que incluye un cambio de nivel de tensión de 154 kV a 220 kV	ALFA TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A	Alto Jahuel
Sur	Paño de Línea K3 en S/E Charrúa	LT Charrúa – Ancoa 500 kV C3	Monitoreo de STN 500 kV	CHARRÚA TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.	Charrúa
Sur	Paño J8/J9 de S/E Nva. Puerto Montt(Tineo)	Nva. Puerto Montt (Tineo) - Tap Off Llanquihue 220 kV	Restricciones de Transmisión por estabilidad de Tensión.	TRANSELEC S.A	Charrúa
Sur	Paño J2 de S/E Puerto Montt.	Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV	Restricciones de Transmisión por estabilidad de Tensión.	TRANSELEC S.A	Charrúa
Sur	Paño de Línea en S/E Ancud 500 kV	LT Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 500 kV C2[1]	Monitoreo de STN 500 kV	Transelec Holdings Rentas Limitada	Charrúa
Sur	Paño de Línea en S/E Ancud 500 kV	LT Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 500 kV C1[1]	Monitoreo de STN 500 kV	Transelec Holdings Rentas Limitada	Charrúa

[1] Esta línea será inicialmente energizada en 220 kV. Se requiere la PMU cuando la línea se encuentre operando en 500 kV.

Tabla 6-2 Nuevos puntos de monitoreo de la red WAMS para el período 2022-2023, en instalaciones de generación

Zona	Ubicación PMU	Elemento Monitoreado	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
NORTE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Las Salinas	Parque generador de alta capacidad disponible	Enel Green Power Chile S.A.	NUEVO PDC
NORTE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa	Parque generador de alta capacidad disponible	Solar Elena SpA	NUEVO PDC
NORTE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Planta Solar CEME 1	Parque generador de alta capacidad disponible	CEME 1 SpA	NUEVO PDC
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Eólico Atacama	Parque generador de alta capacidad disponible	Parque Eólico Atacama SpA	MAITENCILLO
NORTE CHICO	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	Parque generador de alta capacidad disponible	Tamarico Solar Dos SpA	MAITENCILLO
CENTRO-NORTE	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Meseta de Los Andes	Parque generador de alta capacidad disponible	Tercera Región Solar SpA	ALTO JAHUEL
CENTRO-SUR	Bornes Unidad Generador	Central Cipreses U1 o U2 o U3	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A	ANCOA
CENTRO-SUR	Bornes Unidad Generador	Central Isla U1 o U2	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A	ANCOA
CENTRO-SUR	Bornes Unidad Generador	Central Viñales U1	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	MADERAS ARAUCO S.A.	ANCOA
CENTRO-SUR	Bornes Unidad Generador	Central Celco U1	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCIÓN S.A	ANCOA
SUR	Lado AT del Transformador Elevador del parque	Parque Eólico Caman - Etapa 1	Parque generador de alta capacidad disponible	AR Caman SpA	CHARRUA
SUR	Bornes Unidad Generador	Central Valdivia U1	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCIÓN S.A	CHARRUA
SUR	Bornes Unidad Generador	Central Palmar U1	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	HIDROPALMAR S.A	CHARRUA
SUR	Bornes Unidad Generador	Central Pilmaiquén U1 o 2 o 3 o 4 o 5	Participación en modos de oscilación (Estudio PSS)	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	CHARRUA

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 µs 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	• Frecuencia • Tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) • Magnitud y ángulo de la tensión (trifásica) Van, Vbn y Vcn • Magnitud y ángulo de la corriente (trifásica) Ia, Ib e Ic Las señales deberán ser obtenidas de los núcleos de medida, con clase de precisión para medida de los transformadores de potencial y de corriente.
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 Coordinado deberá implementar

Requerimiento	Descripción
	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 5.4 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/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/modulo-de-medicion-fasorial/, julio de 2017, julio de 2018, julio de 2019, julio de 2020 y julio de 2021.

[3] Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST), disponible en https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/restricciones-en-el-sistema-de-transmision/2021-restricciones-en-el-sistema-de-transmision/- Coordinador Eléctrico Nacional, mayo 2022.

[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, junio de 2022.

[5] Estudio para Plan de Defensa contra Contingencias Extremas, disponible en https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/2020-plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/ - Coordinador Eléctrico Nacional, noviembre de 2020.

[6] Estudios para Plan de Recuperación de Servicio, disponible en https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-recuperacion-de-servicio/2022-plan-de-recuperacion-de-servicio/- Coordinador Eléctrico Nacional, mayo de 2022.

[7] Catastro de Nuevos Proyectos de Generación, Transmisión y Consumo disponible en https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/declaracion-en-construccion/ - Comisión Nacional de Energía, junio de 2022.

[8] Estudio de Sintonización de Estabilizadores de Potencia (PSS), disponible en https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/sintonizacion-de-estabilizadores-de-potencia-pss/2021-sintonizacion-de-estabilizadores-de-potencia-pss/ marzo de 2022.

[9] Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, disponible en https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/2022-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/ - Coordinador Eléctrico Nacional, junio de 2022.