
Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial

Julio 2019

Departamento de Aplicaciones para la Operación
Subgerencia de Aseguramiento de la Operación
Gerencia de Operación

Rev	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	19-07-2019	Informe Preliminar	DAO	JVC-REV
2	31-07-2019	Informe Final	DAO	JVC-REV

Contenidos

Resumen Ejecutivo.....	1
1 Introducción y objetivos.....	4
1.1 Antecedentes Normativos.....	4
1.2 Definiciones y abreviaturas	4
2 Metodología de Trabajo.....	6
2.1 Criterios para implementación de puntos de registros.....	8
3 Antecedentes	9
3.1 Estado actual de la red WAMS y puntos de monitoreo	9
3.2 Arquitectura de la red WAMS del Coordinador	11
4 Requerimientos de nuevos puntos de monitoreo	13
4.1 Plan de Obras 2019-2020	13
4.2 Evaluación de los Estudios establecidos en la Norma Técnica de SyCS	15
4.2.1 Restricciones de Transmisión por estabilidad de tensión.....	15
4.2.2 Control de tensión.....	18
4.2.3 Plan de Recuperación de Servicio	21
4.2.4 Estabilizadores de Sistemas de Potencia	22
4.2.5 Planes de Defensa contra Contingencias Críticas y Extremas – PDCC y PDCE	22
4.3 Monitoreo de centrales generadoras como fuentes de fenómenos dinámicos	24
4.4 Ubicación de los puntos de monitoreo	25
4.4.1 Zona Norte Grande.....	26
4.4.2 Interconexión	27
4.4.3 Zona Norte Chico.....	28
4.4.4 Zona Centro.....	29
4.4.5 Zona Sur.....	31
4.5 Requerimientos particulares	33
4.6 Arquitectura actualizada de la red WAMS del Coordinador Eléctrico Nacional	33
4.7 Sistema de comunicación	36
4.8 Otros requerimientos	36
4.8.1 Sincronización de datos fuera de línea ante pérdida de comunicación	36
4.8.2 Integración de nuevas PMU	36

5	Conclusiones.....	38
6	Anexos.....	40
6.1	Especificaciones de equipamiento	40
6.2	Documentación	41
6.3	Instalación y puesta en servicio.....	42
7	Referencias.....	43

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 este 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 (años 2019-2020).

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. 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 500kV como puntos relevantes para la detección de fenómenos inter-área (oscilaciones de pequeña señal, estabilidad angular y de tensión, entre otros).

Por otra parte, se evaluaron los resultados de los estudios vigentes del Capítulo 6 de la NT SyCS, 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 las restricciones en el sistema de transmisión, los tramos Kapatur – Laberinto 220 kV, Kapatur – O'Higgins 220 kV, Pan de Azúcar – Punta Colorada 220 kV, Alto Jahuel – Ancoa – Charrúa 500 kV, Cautín – Ciruelos 220 kV y Pichirropulli – Rahue – Puerto Montt 220 kV presentan limitaciones por estabilidad y/o regulación de tensión, requiriéndose el monitoreo de flujos en las líneas y tensiones en determinadas barras de los tramos analizados.

Respecto del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva, dentro de las barras más débiles desde el punto de vista del soporte de potencia reactiva en condiciones post-contingencia, no se determinó la necesidad de nuevos puntos de monitoreo.

En relación con los planes de recuperación de servicio, se verificó que los puntos de registro actuales del MMF permiten monitorear la frecuencia de, al menos, una barra en todas las islas factibles en estado de recuperación. Finalmente, a partir del análisis del Estudio para el Diseño de Detalle del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) se determina la necesidad de un punto de monitoreo en la futura línea Los Changos – Kimal 500 kV para monitorear la totalidad del sistema de 500 kV.

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

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo	Coordinado	Comunicar con PDC
Norte Grande	Paño de Línea en S/E Kimal	LT Kimal – Los Changos 500 kV C1	Monitoreo de STN 500 kV	Transec S.A.	Crucero
	Paño J11 en S/E Laberinto	LT Laberinto – Kapatour 220 kV C1	Estabilidad de tensión	CTNG S.A.	Crucero
	Paño J7 en S/E O'Higgins	LT O'Higgins – Kapatour 220 kV C1	Estabilidad de tensión	CTNG S.A.	Crucero
Centro	Paño K1/K2 en S/E Lo Aguirre	LT Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C2	Monitoreo de STN 500 kV	Transec S.A.	Alto Jahuel
Sur	Paño J6 en S/E Ciruelos	LT Cautín – Ciruelos kV C2	Estabilidad de tensión	Transec S.A.	Charrúa

Instalaciones de Generación

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
Norte Grande	Paño JT1 de S/E PV Cerro Dominador	Parque Solar Fotovoltaico Cerro Dominador	Parque generador de alta capacidad disponible	Atacama Generación Chile	Crucero
	Lado AT del Transformador Elevador en S/E Cerro Dominador CSP	Central Cerro Dominador CSP	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	Cerro Dominador CSP	Crucero
	Paño JT1 de S/E Granja Solar	Parque Solar Fotovoltaico Granja Solar	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	María Elena Solar S.A.	Crucero
	Lado AT del Transformador Elevador en S/E Atacama Solar II	Parque Solar Fotovoltaico Atacama Solar II	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	Atacama Solar S.A.	Crucero
Norte Chico	Paño JT1 de S/E PE Cabo Leones	Parque Eólico Cabo Leones I	Parque generador de alta capacidad disponible	Parque Eólico Cabo Leones I S.A.	Maitencillo

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
	Paño J1 de S/E PE Sarco	Parque Eólico Sarco	Parque generador de alta capacidad disponible	Aela Eólica Sarco SpA	Maitencillo
	Lado AT del Transformador Elevador en S/E Cabo Leones II	Parque Eólico Cabo Leones II	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Maitencillo
Centro	Bornes U1 C. Las Lajas	C. Las Lajas U1	Proyecto de unidad generadora de gran capacidad	Alto Maipo SpA	Alto Jahuel
	Bornes U1 C. Alfalfal II	C. Alfalfal II U1	Proyecto de unidad generadora de gran capacidad	Alto Maipo SpA	Alto Jahuel
Sur	Paño J1 de S/E Aurora	Parque Eólico Aurora	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	Aela Eólica Llanquihue SpA	Charrúa
	Paño JT1 de S/E San Gabriel	Parque Eólico San Gabriel	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	Parque Eólico San Gabriel SpA	Charrúa

En relación con la evaluación de la actual arquitectura distribuida del MMF del SEN, no se determinó la necesidad de realizar modificaciones en ella.

1 Introducción y objetivos

El Artículo 63 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.

1.1 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), mayo 2018
- Anexo Técnico Sistema de Monitoreo de la NT SyCS (ATSM), agosto 2017

1.2 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 43 del ATSM
NT SyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
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

2 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 2018-2019 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 2020.
- Revisión de los estudios definidos en el capítulo 6 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, considerando el período 2019-2020.
- 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 2.1, se presenta un diagrama de flujo de la metodología general aplicada en el desarrollo del estudio.

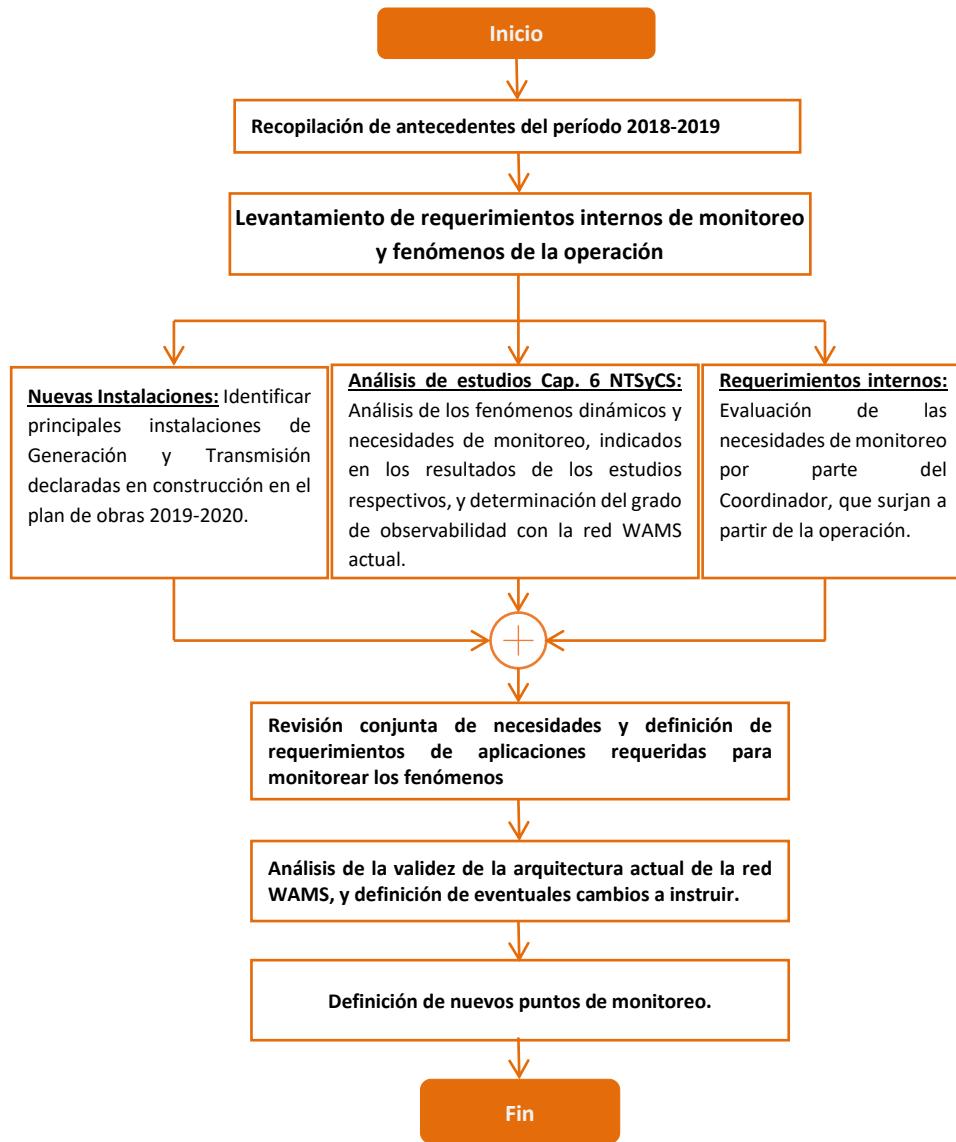


Figura 2.1 Metodología para el desarrollo del Estudio MMF.

2.1 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 medidas (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.

3 Antecedentes

3.1 Estado actual de la red WAMS y puntos de monitoreo

De acuerdo con los resultados de los estudios anteriores, se presenta en la Tabla 3.1 el listado de los puntos de monitoreo requeridos previo al presente estudio y su estado actual de implementación.

Tabla 3.1 Puntos actuales de monitoreo al norte de S/E Nogales. **E/C:** En Construcción, **E/S:** En Servicio

N° PMU	Zona	S/E	Coordinado responsable	Instalación a monitorear	Estado actual
1	Norte Grande	Lagunas	Transec	Crucero - María Elena - Lagunas 220kV	E/S
2		Parinacota	Transemel	Parinacota - Cóndores 220kV	E/C
3		Tarapacá	Transec	Tarapacá - Cóndores 220kV	E/C
4		Collahuasi	CMDIC	Encuentro - Collahuasi 220kV C1	E/S
5		Crucero	Transec	Crucero - Encuentro 220kV C1	E/C
6		Kimal	Transec	Kimal - Laberinto 220kV C1	E/C
7		Tocopilla	Engie	Tocopilla - Crucero 220kV C1	E/S
8		Angamos	AES Gener	Angamos - Kapatur 220kV C2	E/S
9		Domeyko	Minera Escondida	Domeyko - Laguna Seca 220kV C1	E/S
10			Minera Escondida	Domeyko - Puri 220kV C1	E/C
11			Minera Escondida	SVC de S/E Domeyko	E/C
12		Atacama	Transec	O'higgins - Atacama 220kV C1	E/C
13		Andes	AES Gener	Andes - Salta 345kV	E/S
14			AES Gener	Barra BP1 y BP2 345kV	E/S
15		Salta	AES Gener	Andes - Salta 345kV	E/S
16		Chacaya	Engie	Chacaya - Mejillones 220kV C1	E/S
17		Kapatur	Transec	Kapatur - Los Changos 220kV C1	E/C
18		Bolero	Helio Atacama Tres	PFV Bolero	E/C
19		El Arriero	EGP del Sur	PE Sierra Gorda	E/C
20		Rande	EGP del Sur	PFV Finis Terrae	E/C
21		C. Tocopilla	Engie	U16	E/C
22		C. IEM	Engie	IEM1	E/C
23		C. Kellar	Tamakaya	TG1	E/C
24			Tamakaya	TG2	E/C
25		C. Mejillones	Engie	CTM3 TG	E/C
26		C. Angamos	AES Gener	ANG1	E/C
27		C. Cochrane	AES Gener	CCH2	E/C
28		C. Norgener	AES Gener	NT01	E/C
29	Norte Chico	Los Changos	TEN	Los Changos - Cumbres 500kV C1	E/S
30		Cumbres	TEN	Cumbres - N. Cardones 500kV C2	E/S
31		D. de Almagro	Transec	Diego de Almagro - Carrera Pinto 220kV C1	E/S
32			Transec	SVC Plus de S/E Diego de Almagro	E/C
33		Cardones	Eletrans	Cardones - Diego de Almagro 220kV C1	E/S
34			Transec	CER de S/E Cardones	E/C
35		N. Cardones	Interchile	N. Cardones - N. Maitencillo 500kV C1	E/C
36		Maitencillo	Guacolda	Maitencillo - Guacolda 220kV C1	E/S
37			Transec	Maitencillo - Don Héctor 220kV C1	E/S
38			Transec	Maitencillo - Don Héctor 220kV C2	E/S
39		N. Maitencillo	Interchile	N. Maitencillo - N. Pan de Azúcar 500kV C2	E/C
40		Punta Colorada	Transec	P. de Azúcar - Punta Colorada 220kV C1	E/S
41		Pan de Azúcar	Transec	Pan de Azúcar - Don Goyo 220kV C2	E/S
42			Transec	Pan de Azúcar - La Cebada 220kV C1	E/S
43		N. Pan de Azúcar	Interchile	N. Pan de Azúcar - Polpaico 500kV C1	E/C

N° PMU	Zona	S/E	Coordinado responsable	Instalación a monitorear	Estado actual	
44		Conejo	Conejo Solar	PFV Conejo Solar	E/C	
45		Luz del Norte	Luz del Norte	PFV Luz del Norte	E/C	
46		Llano de Llampos	Amanecer Solar	PFV Llano de Llampos	E/C	
47		El Romero	Acciona	PFV El Romero	E/C	
48		El Pelicano	El Pelicano	PFV El Pelicano	E/C	
49		San Juan	San Juan	PE San Juan	E/C	
50		El Arrayán	El Arrayán	PE El Arrayán	E/C	
51		Don Goyo	Los Cururos	PE Los Cururos	E/C	
52		Las Palmas	Transec	Las Palmas - Los Vilos 220kV C1	E/C	
53		C. Nehuenco	Colbún	TG	E/C	
54		C. Nehuenco II	Colbún	TG	E/C	
55		C. San Isidro	Enel Generación	TG	E/C	
56		C. San Isidro II	Enel Generación	TG	E/C	
57		Los Vilos	Transec	Los Vilos - Nogales 220kV C2	E/S	
58		V Región	C Quintero	Enel Generación	TG1	E/C
59		Centro	Nogales	Transec	Los Vilos - Tap Doña Carmen - Nogales 220kV C1	E/S
60				Transec	Nogales - Quillota 220kV C1	E/S
61	San Luis		Transquillota	San Luis - Quillota 220kV C1	E/S	
62	Polpaico		Transec	Polpaico - Alto Jahuel 500kV C2	E/S	
63	Lo Aguirre		Transec	Lo Aguirre - Alto Jahuel 500kV C1	E/S	
64	Las Vegas		Chilquinta	Las Vegas - San Pedro 110kV C1	E/C	
65	Alto Jahuel		Transec	Lado 154kV Trafo A. Jahuel	E/S	
66			Transec	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C1	E/S	
67			Transec	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C2	E/S	
68			AJTE	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C3	E/S	
69	Quilapilún		Chungungo	PFV Quilapilún	E/C	
70	C. Nueva Renca		G. Metropolitana	TG	E/C	
71	C. Chacayes		Pacific Hydro Chacayes	U1	E/C	
72	C. Colbún		Colbún	U2	E/C	
73	C. Pehuenche	Enel Generación	U2	E/C		
74	154kV	Itahue	Transec	Itahue - Curillínque 154kV	E/S	
75			Transec	Lado 154kV Trafo Itahue	E/S	
76		C. Curillínque	Enel Generación	U1	E/C	
77		Tinguiririca	Transec	Tinguiririca - La Higuera 154kV C2	E/S	
78			Transec	Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C1	E/S	
79			Transec	Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2	E/S	
80		C. La Confluencia	Tinguiririca Energía	U1	E/C	
81	C. La Higuera	Tinguiririca Energía	U2	E/C		
82	Centro-Sur	Colbún	Colbún Transmisión	Colbún - Candelaria 220kV C1	E/S	
83		Ancoa	Transec	Ancoa - Pehuenche 220kV C1	E/S	
84			AJTE	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	E/S	
85			Transec	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C1	E/C	
86		Entre Ríos	Transec	Entre Ríos - Ancoa 500kV C2	E/C	
87		Charrúa	Transec	Charrúa - Pangué 220kV	E/S	
88			Transec	Charrúa - Antuco 220kV C1	E/S	
89			Transec	Charrúa - Palmucho 220kV	E/S	
90			Transec	Charrúa - Entre Ríos 500kV C1	E/S	
91		C. Antuco	Enel Generación	U1	E/C	
92		C. El Toro	Enel Generación	U3	E/C	
93		C. Pangué	Enel Generación	U2	E/C	
94		C. Ralco	Enel Generación	U1	E/C	
95	Conce	Concepción	Transec	Concepción - San Vicente 154kV C1	E/C	
96		Coronel	CGE	Coronel - Bocamina 154kV C1	E/C	

N° PMU	Zona	S/E	Coordinado responsable	Instalación a monitorear	Estado actual
97	Sur	Valdivia	Transec	Valdivia - Pichirropulli 220kV C2	E/S
98		Rahue	Transec	Pichirropulli - Rahue 220kV C1	E/C
99		Puerto Montt	Transec	Puerto Montt - Canutillar 220kV C1	E/S
100			Transec	CER de S/E Puerto Montt	E/C
101		Melipulli	STS	Melipulli - Chiloé 220kV	E/C
102		C. Angostura	Colbún	U1	E/C
103		C. Canutillar	Colbún	U2	E/C
104		C. Rucatayo	Rucatayo	U1	E/C

Se destaca que el punto de monitoreo indicado en el Estudio MMF 2018 asociado al proyecto de seccionamiento de la línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV ya no se considera en el presente Estudio debido a que la instalación asociada no está considerada en el actual plan de obras.

3.2 Arquitectura de la red WAMS del Coordinador

Actualmente, el MMF del Coordinador está implementado a través de una arquitectura distribuida, mediante un PDC Corporativo 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 del SEN, y solo 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 3.1. Esta arquitectura privilegia la flexibilidad y expansibilidad de la red y otorga los niveles básicos de confiabilidad y disponibilidad de la información.

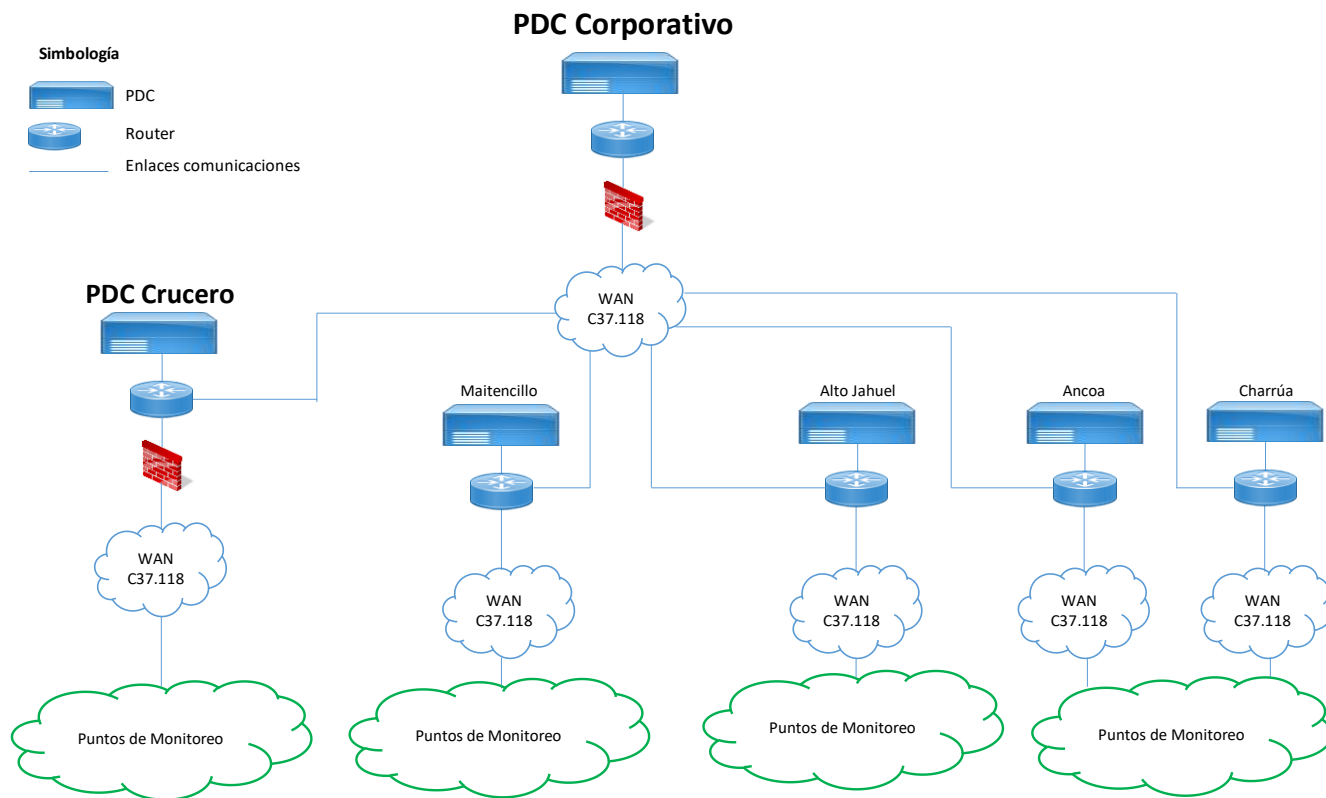


Figura 3.1 Diagrama esquemático de la arquitectura de la plataforma WAMS del Coordinador.

Respecto del software de monitoreo y aplicaciones, en el PDC Corporativo se encuentra instalada la plataforma WAProtector, la cual cuenta principalmente con 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 4.8.

4 Requerimientos de nuevos puntos de monitoreo

4.1 Plan de Obras 2019-2020

El Art. 65 del ATSM establece un plazo de adecuación de 18 meses para todas las instalaciones que lo requieran a partir de la publicación del Estudio para la Implementación del MMF. Considerando que este estudio se revisa anualmente, y con el objetivo de asegurar que el efecto de los proyectos de alto impacto pueda ser monitoreado desde su puesta en servicio, se consideran y evalúan todas las obras declaradas en construcción por la CNE al 30 de junio de 2019, y con una fecha de puesta en servicio hasta el 31 de diciembre de 2020.

A partir de los proyectos de generación y transmisión señalados, se determina la necesidad de implementar nuevos puntos de monitoreo, teniendo en cuenta las modificaciones topológicas que introducen, por ejemplo, que originen conexiones provisorias en Tap-Off, el 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 4.1 y 0 se presenta la lista de obras de generación y transmisión que se consideran en el análisis, y que tienen fecha de puesta en servicio hasta el 31 de diciembre de 2020.

Tabla 4.1 Plan de obras de generación del Sistema Eléctrico Nacional de interés para el monitoreo de fenómenos dinámicos y/o de estabilidad del sistema.

Nombre Empresa	Nombre Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Potencia Neta Total [MW]	Punto de Conexión
Aela Eólica Llanquihue SpA	Aurora	may-19	Eólico	126,4	Tap off provisorio a línea 1x220kV Rahue-Puerto Montt
Parque Eólico San Gabriel SpA	San Gabriel	may-19	Eólico	183,0	SE Mulchén
Cerro Dominador CSP	Cerro Dominador CSP	sept-19	Termosolar	110,0	Línea Encuentro - Sierra Gorda
María Elena Solar S.A.	Granja Solar	oct-19	Fotovoltaico	105,0	SE Lagunas
Atacama Solar S.A.	Atacama Solar II	abr-20	Fotovoltaico	150,0	Lagunas 220 kV
Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Cabo Leones II	jul-20	Eólico	204,0	SE Maitencillo
Alto Maipo SpA	Las Lajas	dic-20	Hidro – Pasada	267,0	SE Florida
Alto Maipo SpA	Alfalfal II	dic-20	Hidro – Pasada	264,0	SE Los Almendros

Tabla 4.2 Plan de obras de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional de interés para el monitoreo de fenómenos dinámicos y/o de estabilidad del sistema.

Nombre Empresa	Nombre Proyecto	Fecha de Entrada en Operación Según Decreto
Consortio Red Eléctrica Chile SpA y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.	Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	feb-20
Enel Distribución S.A.	S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	ago-20
Transec Holding Rentas Ltda.	Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre SE Los Changos y SE Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en SE Los Changos	dic-20
Sunedison Chile Ltda.	Seccionamiento del segundo circuito Lagunas – Crucero 2x220 kV en SE María Elena	sept-18
Transec S.A.	Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico – Alto Jahuel 2x500 kV en SE Lo Aguirre 500 kV	nov-18
Transec S.A.	SE Seccionadora Nueva Valdivia 220 kV	nov-18
Transec S.A.	Nueva SE Seccionadora Quillagua 220 kV	nov-18
Parque Eólico Los Cururos Ltda.	Seccionamiento del primer circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV en SE La Cebada	nov-18
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Ampliación y Cambio de configuración en SE Melipulli 220 kV	nov-18
Parque Eólico El Arrayán SpA	Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV en SE Don Goyo	nov-18
Transemel S.A.	Ampliación y cambio de configuración en SE Parinacota 220 kV	nov-18
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Seccionamiento de la línea 2x220 kV Cardones–Carrera Pinto– Diego de Almagro y Cambio de configuración en SE San Andrés 220 kV	may-19
Transec S.A.	Extensión línea 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde SE Crucero a SE Nueva Crucero Encuentro	jun-19
Engie Energía Chile S.A.	Ampliación de conexiones al interior de la SE Crucero para la reubicación a SE Nueva Crucero Encuentro	jun-19
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Ampliación SE Nueva Crucero Encuentro	jun-19
Engie Energía Chile S.A.	Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	nov-20
Engie Energía Chile S.A.	S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	nov-20

A partir de los proyectos listados en las tablas anteriores, y de acuerdo con los criterios indicados en la sección 2.1, la Tabla 4.3 indica los puntos de monitoreo para las nuevas instalaciones con fecha de puesta en servicio hasta diciembre de 2020:

Tabla 4.3 Puntos de monitoreo de acuerdo al plan de obras nuevas 2019-2020.

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Empresa Responsable	Comunicar con PDC
Norte Grande	Lado AT del Transformador Elevador en S/E Cerro Dominador CSP*	Central Cerro Dominador CSP	Cerro Dominador CSP	Crucero
	Paño JT1 de S/E Granja Solar	Parque Solar Fotovoltaico Granja Solar	María Elena Solar S.A.	Crucero
	Lado AT del Transformador Elevador en S/E Atacama Solar II*	Parque Solar Fotovoltaico Atacama Solar II	Atacama Solar S.A.	Crucero
	Paño de Línea en S/E Kimal*	LT Kimal – Los Changos 500 kV C2	Transelec S.A.	Crucero
Norte Chico	Lado AT del Transformador Elevador en S/E Cabo Leones II*	Parque Eólico Cabo Leones II	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Maitencillo
Centro	Paño K1/K2 en S/E Lo Aguirre	LT Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C2	Transelec S.A.	Alto Jahuel
	Bornes U1 C. Las Lajas	C. Las Lajas U1	Alto Maipo SpA	Alto Jahuel
	Bornes U1 C. Alfalfal II	C. Alfalfal II U1	Alto Maipo SpA	Alto Jahuel
Sur	Paño J1 de S/E Aurora	Parque Eólico Aurora	Aela Eólica Llanquihue SpA	Charrúa
	Paño JT1 de S/E San Gabriel	Parque Eólico San Gabriel	Parque Eólico San Gabriel SpA	Charrúa

*Para los proyectos sin información de la topología definitiva se debe monitorear la instalación indicada.

4.2 Evaluación de los Estudios establecidos en la Norma Técnica de SyCS

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

4.2.1 Restricciones de Transmisión por estabilidad de tensión

En el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST) publicado en diciembre de 2018, se determinaron las máximas transferencias 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 4.4 se muestran aquellos tramos con límites en condición post contingencia para las zonas Norte Grande, Norte Chico, 500 kV y Sur del SEN.

Tabla 4.4 : Líneas del SEN con restricciones de transferencias que presentan condiciones de inestabilidad de tensión post-contingencia

Tramo	Circuito	Cap. Elementos Serie [MVA]	Máy. Transf. por Est. de tensión [MW]	Máy. Transf. por Reg. de tensión [MW]	Contingencia / Condición	
Kapatur – Laberinto 220kV	C1	552	2x323	2x323	Transferencias Sur-Norte ante desconexión intempestiva CCH1	
	C2	552				
Kapatur – O’Higgins 220kV	C1	823	2x440	2x440		
	C2	823				
Pan de Azúcar – Pta. Colorada 220kV	C1	197	2x227	2x227		Falla Autotransformador Nva Pan de Azúcar 500/220 kV
	C2	197				
Ancoa – Alto Jahuel 500kV	C1	1606	603	598	Desconexión intempestiva de C. Nueva Renca	
	C2	1663	701	694		
	C3	2078	623	617		
	C4	2078	623	617		
Charrúa – Entre Ríos 500kV	C1	1663	-	-		
	C2	1663	-	-		
Charrúa – Ancoa 500 kV	C3	2078	-	661		
Cautín – Ciruelos 220kV	C2	145	131	125	Falla L1 Cautín – Ciruelos 220kV, 2 unidades C. Canutillar E/S, CER Pto. Montt F/S	
Pichirropulli - Rahue 220 kV	C1	183	226	201	Falla 1 unidad C. Canutillar, CER Pto. Montt F/S	
Pichirropulli - Rahue 220 kV	C2	183				
Rahue – Puerto Montt 220kV	C1	183	149	126		
Rahue – Puerto Montt 220kV	C2	145				

Para cada uno de los tramos mencionados en la Tabla 4.4, se evalúa la necesidad de instalar puntos de monitoreo adicionales:

- **Tramo Laberinto – Kapatur 2x220kV**

Este tramo presenta un límite de estabilidad de 2x323 [MW] ante la desconexión intempestiva de la Central Cochran. Actualmente, este tramo no cuenta con PMU por lo que se propone la implementación de un punto de monitoreo en un el circuito 1 de este tramo, en S/E Laberinto.

- **Kapatur – O’Higgins 2x220kV**

Este tramo presenta un límite de estabilidad de 2x440 [MW] ante la desconexión intempestiva de la Central Cochran. Este tramo no cuenta con PMU por lo que se propone la implementación de un punto de monitoreo en el circuito 1 de este tramo, en S/E O’Higgins.

- **Tramo Pan de Azúcar – Punta Colorada 2x220kV**

Este tramo presenta un límite de estabilidad de tensión de 2x227 [MW] (454 [MW]) ante la falla del Autotransformador 500/220 kV de S/E Nueva Pan de Azúcar. Actualmente, en este tramo se encuentran las PMU asociadas a los paños J3 y J4 de S/E Pan de Azúcar, y en el estudio de MMF 2017 se instruyó una PMU en el paño J4/J5 de S/E Punta Colorada, por lo que no se requieren PMU adicionales.

- **Tramo Ancoa – Alto Jahuel 4x500kV**

Este tramo presenta limitaciones por regulación de tensión ante la desconexión intempestiva de la central Nueva Renca, siendo estos límites menores al punto límite de estabilidad de tensión post-contingencia. El punto de operación para cada circuito es observable con las PMU existentes ubicadas en las SS/EE Alto Jahuel y Ancoa, por lo que no se requieren PMU adicionales.

- **Tramo Charrúa – Ancoa 2x500kV**

Este tramo presenta limitaciones de transferencia por regulación de tensión ante la desconexión intempestiva de la central Nueva Renca, siendo estos límites menores al punto límite de estabilidad de tensión post-contingencia. El punto de operación para el circuito 1 es observable con las PMU ubicadas en las SS/EE Charrúa y Ancoa, teniéndose señal de tensión de ambos extremos de la línea, por lo que no se requieren PMU adicionales.

- **Tramo Cautín – Ciruelos 220 kV C2**

Este tramo presenta limitaciones de transferencia por regulación de tensión de 125 [MW] ante la falla del circuito 1 del tramo Cautín – Ciruelos, siendo este límite menor al límite por capacidad térmica de dicho circuito, por lo que se requiere la incorporación de una PMU en el paño J6 de S/E Ciruelos, correspondiente al circuito 2 de la línea Cautín – Ciruelos 220kV.

- **Tramo Pichirropulli – Rahue 220 kV**

Este tramo presenta limitaciones de transferencia, por regulación de tensión de 201 [MW] entre S/E Pichirropulli y S/E Rahue ante la salida de una unidad de Canutillar, considerando el CER de Puerto Montt fuera de servicio. En el estudio de MMF 2017 se instruyó una PMU en el paño J2 de S/E Rahue por lo que no se requieren PMU adicionales.

- **Tramo Rahue – Puerto Montt 220 kV**

Este tramo presenta limitaciones de transferencia por regulación de tensión de 126 [MW] entre S/E Rahue y S/E Puerto Montt ante la salida de una unidad de Canutillar, considerando el CER de Puerto Montt fuera de servicio. Dado que tanto en S/E Puerto Montt como en S/E Rahue se cuenta con unidades PMU para el monitoreo de la tensión, no se propone un nuevo punto de monitoreo adicional.

En la Tabla 4.5 se resumen los tramos que presentan limitaciones por estabilidad o regulación de tensión, donde se explicita la necesidad de implementar nuevos puntos de monitoreo en las SS/EE Laberinto, O’Higgins y Ciruelos.

Tabla 4.5 Tramos con restricciones de transferencia y ubicación de puntos de monitoreo

Área	Tramo	Estado PMU	Ubicación PMU
Norte Grande	Laberinto – Kapatur 2x220kV	Nuevo Punto	J11 de S/E Laberinto
	O’Higgins – Kapatur 2x220kV	Nuevo Punto	J7 de S/E O’Higgins
Norte Chico	P. de Azúcar – P. Colorada 2x220kV	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 2x220kV	E/S	J3 de S/E Pan de Azúcar
		E/S	J4 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
Centro	Ancoa – Alto Jahuel 500kV	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
Sur	Cautín – Ciruelos 220kV	Nuevo Punto	J6 de S/E Ciruelos
	Pichirropulli – Rahue 220kV	E/C	J3 de S/E Rahue

4.2.2 Control de tensión

En el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR) publicado en diciembre de 2018, 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. Se identificó que, en estado pre y post contingencia, la barra más débil corresponde a Parinacota 220 kV. Esta condición fue identificada en el estudio MMF 2017, en donde se instruyó una PMU que actualmente se encuentra en construcción. Por otro lado, en esta área los recursos de control de tensión con mayor incidencia corresponden a las centrales Tocopilla, Cochrane y Norgener entre las barras de 220 kV de las SS/EE Parinacota, Lagunas y Encuentro, y a las centrales Angamos, el Complejo Chacaya, el SVC Domeyko y la unidad IEM entre las barras de 220 kV de las SS/EE Atacama, Laberinto, Domeyko y Kapatur.

ACT Norte Chico

El área Norte Chico corresponde a las instalaciones entre S/E Cumbre por el norte, y S/E Nogales en 220 kV y S/E Polpaico en 500 kV por el sur. En esta área, la barra más débil pre contingencia corresponde a Las Palmas 220 kV, mientras que post contingencia corresponde a Diego de Almagro 220 kV. Por otro lado, la barra de Cumbre 500 kV corresponde a la más débil pre y post contingencia en el sistema de 500 kV. Se cuenta actualmente con PMU en S/E Cumbre y S/E Diego de Almagro, mientras que la PMU de S/E Las Palmas se encuentra en construcción. Los recursos de control de tensión con mayor capacidad corresponden al SVC Plus Diego de Almagro, CER Cardones, Central Guacolda y Central Angamos.

ACT V Región

El área V Región Costa corresponde a las instalaciones aguas abajo desde la S/E San Pedro 110 kV y S/E Agua Santa 220 kV. En esta área, la barra más débil pre y post contingencia corresponde a Las Vegas 110 kV. El Estudio MMF 2017 definió un nuevo punto de monitoreo en S/E Las Vegas, el cual se encuentra en proceso de implementación. Los recursos de control de tensión más eficaces son la unidad Ventanas U2 y el aporte externo al área.

ACT Centro

El área Centro corresponde a las instalaciones del STN entre S/E Nogales en 220 kV y S/E Polpaico al norte, y S/E Charrúa al Sur. En esta área, se identificaron las barras de Rancagua 154 kV, Lo Aguirre 220 kV, Chena 220 kV, Lo Aguirre 500 kV y Entre Ríos 500 kV como las más débiles en operación normal y post contingencia. Actualmente, no se tiene monitoreo en Lo Aguirre 220 kV ni en Rancagua 154 kV, siendo los puntos de monitoreo en servicio más cercanos en Lo Aguirre 500 kV y en Alto Jahuel 154 kV respectivamente. Por otro lado, el punto de monitoreo en S/E Entre Ríos 500 kV se encuentra en proceso de implementación.

ACT Concepción

El área Concepción corresponde a las instalaciones desde S/E Charrúa 220 kV y 154 kV hacia la zona de Concepción. En esta área se identificaron a Concepción 220 kV y Coronel 154 kV como las barras más débiles en Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial – Julio 2019

operación normal y post contingencia. Si bien no hay monitoreo en Concepción 220 kV, existen puntos de monitoreo en S/E Concepción 154 kV y S/E Coronel 154 kV requeridos en el estudio MMF 2017. Los principales recursos para el control de tensión en esta área corresponden a las unidades de Central Bocamina y al aporte proveniente desde S/E Charrúa.

ACT Sur

El área Sur corresponde a las instalaciones al sur de S/E Mulchén. En esta área se identificó a Nueva Valdivia 220 kV como la barra más débil pre contingencia, y a Puerto Montt 220 kV como la barra más débil post contingencia. Existe monitoreo de Puerto Montt 220 kV mediante la PMU instalada en dicha S/E y, aunque no existe un punto de monitoreo en S/E Nueva Valdivia 220 kV, sí hay una PMU instalada en S/E Valdivia 220 kV. Los recursos principales de control de tensión en el área corresponden al CER Puerto Montt, central Planta Valdivia y central Rucatayo.

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

Tabla 4.6 Barras débiles en condición pre y post-contingencia por área de control de tensión

Área de control de tensión	Barra más débil	Estado PMU	Ubicación PMU
Norte Grande	Parinacota 220 kV	E/C	Paño JT1 de S/E Parinacota
Norte Chico	Diego de Almagro 220 kV	E/S	Paño J1 de S/E Diego de Almagro
	Las Palmas 220kV	E/C	Paño J4 de S/E Las Palmas
	Cumbre 500kV	E/S	Paño K5/K6 de S/E Cumbre
V Región Costa	Las Vegas 110 kV	E/C	Paño H4 de S/E Las Vegas
Centro	Rancagua 154 kV	E/S*	Paño AT6 de S/E Alto Jahuel
	Lo Aguirre 220 kV	E/S*	Paño K5/K6 de S/E Lo Aguirre
	Chena 220 kV	E/S*	Paño K1 de S/E Alto Jahuel
	Lo Aguirre 500 kV	E/S	Paño K5/K6 de S/E Lo Aguirre
	Entre Ríos 500 kV	E/C	Paño K13/K14 de S/E Entre Ríos
Sur	Nueva Valdivia 220 kV	E/S*	Paño J3 de S/E Valdivia
	Puerto Montt 220 kV	E/S	Paño J4 de S/E Puerto Montt

*La tensión de la barra puede ser monitoreada indirectamente a través del punto de monitoreo indicado, por lo que no se consideran PMU adicionales.

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, y en el CER de Puerto Montt. En la Tabla 4.7 se observan los puntos de monitoreo asociados a los recursos de control de tensión por compensación reactiva.

Tabla 4.7 Puntos de monitoreo de equipos de compensación reactiva que prestan control de tensión.

Área	S/E	Paño	Equipo a monitorear	Estado PMU
Norte Grande	Domeyko	J10	SVC Domeyko	E/C
Norte Chico	Diego de Almagro	JT6	SVC Plus Diego de Almagro	E/C
	Cardones	JT4	CER Cardones	E/C
Sur	Puerto Montt	JT41/JT42	CER Puerto Montt	E/C

4.2.3 Plan de Recuperación de Servicio

El estudio para Plan de Recuperación de Servicio (PRS) publicado en abril 2019 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. Para esta área no se requieren PMU adicionales de acuerdo con este estudio.

La zona Norte Chico comprende 4 áreas de recuperación: Diego de Almagro, Cardones, Pan de Azúcar e Interconexión. En esta zona, las PMU de las SS/EE Diego de Almagro, Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar, así como las PMU instruidas en las SS/EE Nva. Cardones, Nva Maitencillo y Nva. Pan de Azúcar permiten monitorear cada área, por lo tanto, no es requerido ningún punto nuevo de acuerdo con este estudio.

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 lo establecido en este estudio de PRS no se requieren PMU adicionales.

La zona Centro se divide en tres áreas: Área Cerro Navia, Área Alto Jahuel y Área Itahue. Dadas las PMU instruidas en estas áreas, no se requieren equipos adicionales para el monitoreo de la zona Centro, según el estudio PRS de 2019.

La Zona Sur por sus características presenta dos grandes áreas de consumos: Área Biobío y el Área Araucanía. Con las PMU instruidas en estas áreas se realiza monitoreo de la zona, por tal razón, y de acuerdo con este estudio, no es necesario instruir PMU adicionales.

A continuación, en la Tabla 4.8 se resumen las divisiones de zonas y áreas para el PRS y la correspondiente PMU para el monitoreo de señales en dicha área.

Tabla 4.8 Zonas y áreas para el PRS y puntos de monitoreo

Zona	Área	Estado actual PMU	Ubicación PMU
Norte Grande	Arica	E/S	Paño J1 de S/E Lagunas
	Iquique		Paño JT1 de S/E Parinacota
	Tarapacá		Paño J3 de S/E Tarapacá
	Centro	E/S	Paño J15 de S/E Crucero Paño J6A de S/E Tocopilla
	Capricornio	E/C	Paño J1 de S/E Chacaya
	O'Higgins	E/S	Paño J3 de S/E Domeyko
	Cordillera	E/S	Paño J5 de S/E Angamos
Norte Chico	Diego de Almagro	E/S	Paño J1 de S/E Diego de Almagro
	Cardones	E/S	Paño J12 de S/E Cardones
	Pan de Azúcar	E/S	Paños J3 y J4 de S/E Pan de Azúcar
	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 Paño J11/J12 de S/E San Luis
	Valle	E/C	Paño H4 de S/E Las Vegas
Centro	Cerro Navia	E/S	Paño K1 de S/E Polpaico Paño K5/K6 de S/E Lo Aguirre
	Alto Jahuel	E/S	Paño K6 de S/E Ancoa
	Itahue	E/S	Paño AT4 de S/E Itahue 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	Paño A3 de S/E Concepción
E/C		Paño A1 de S/E Coronel	
Araucanía	E/S	Paño J3 de la S/E Valdivia Paño J4 de S/E Puerto Montt	

4.2.4 Estabilizadores de Sistemas de Potencia

El estudio de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) vigente, de marzo de 2017, 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 2018 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, por lo tanto, y dado que no se han detectado modos de oscilación adicionales, en el presente estudio no se requieren nuevos puntos de monitoreo asociados a estos fenómenos dinámicos.

4.2.5 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 2x500kV entre las subestaciones Los Changos y Polpaico. Las fallas analizadas y su efecto en el SEN se muestran en la Tabla 4.9

Tabla 4.9 Contingencias analizadas, su efecto y clasificación

Tramo de 2x500kV	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

Las fallas de severidad 6 en cualquier tramo del sistema de transmisión de 500kV entre las SS/EE Cumbre y Polpaico, operando con transferencias por sobre los umbrales de potencia detallados en el informe Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN, califican como Contingencias Extremas. Estas fallas, que provocan la apertura de ambos circuitos de un tramo de 500kV, originan, con altas transferencias, sobrecargas inadmisibles en los sistemas de transmisión de 220kV y 110kV paralelos al sistema de 500kV, 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).

Los recursos planteados para afrontar estas fallas se describen a continuación:

Recurso 1 (estabilidad transitoria, sobrecargas y niveles de tensión):

- a) Separación del sistema y acciones complementarias: para atender las condiciones de inestabilidad sistémica derivada de la falla de severidad 6 en un tramo de 500 kV del Norte Chico, se deberá implementar un control automático de separación del sistema mediante la apertura de líneas 2x500kV o, de líneas 2x220kV y 110kV que están en paralelo al sistema de 2x500kV afectado por la falla. Esta separación del sistema deberá ir acompañada de otras acciones complementarias automáticas para su correcto funcionamiento.
- b) Control de la Tensión: la separación del sistema en algunas condiciones de operación puede originar actuación de EDAC (en el subsistema deficitario) y derivar en sobretensiones, por lo que se requiere implementar el control automático de conexión de reactores (en las subestaciones Los Changos, Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar) y de desconexión de circuitos en la línea de 500 kV Los Changos – Kimal.

Recurso 2 (control de frecuencia):

- a) EDACxCEx (subfrecuencia) en la zona del Norte Grande: la implementación de este EDAC en el Norte Grande, que actúe por tasa de caída de frecuencia y supervisado por frecuencia absoluta, es necesaria en los casos que la separación del sistema eléctrico (actuación del Recurso 1) provoca descensos abruptos de frecuencia debido a déficit de generación de gran magnitud en el subsistema al norte de la separación (altas transferencias Sur → Norte).

- b) EDAG en la zona del Norte Grande: la implementación de este EDAG en el Norte Grande es necesaria para los casos en que la separación o apertura controlada del sistema eléctrico (actuación del Recurso 1) provoca sobre frecuencias debido a excedentes de generación de gran magnitud en el subsistema al norte de la separación (altas transferencias Norte → Sur).
- c) EDAG en la zona del Centro – Sur: la implementación de este EDAG en la zona del Centro – Sur del SEN es necesaria para los casos en que la separación o apertura controlada del sistema eléctrico (actuación del Recurso 1) provoca sobre frecuencias debido a excedentes de generación de gran magnitud en el subsistema al sur de la separación (altas transferencias Sur → Norte).

Considerando el monitoreo del sistema de transmisión de 500 kV, actualmente existen implementadas PMU en, al menos, un circuito de todos los tramos de este sistema. Por lo tanto, solo se requiere la implementación de una PMU en uno de los circuitos de la futura línea Los Changos – Kimal 500 kV. Para el monitoreo del desempeño de los recursos para el control de frecuencia, se disponen de las 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 asociados a la Zona Norte del SEN se encuentran en la fase de diseño conceptual, se debe realizar una revisión del equipamiento para el monitoreo sincrofasorial una vez realizada la ingeniería de detalles.

4.3 Monitoreo de centrales generadoras como fuentes de fenómenos dinámicos

En el presente Estudio no se detectó la necesidad de establecer criterios adicionales a los establecidos en el Estudio 2018 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. Dichos criterios se detallan a continuación:

- Centrales generadoras de tecnología convencional, es decir, hidráulica (de embalse o pasada) y térmica (a carbón, turbinas a gas, ciclos combinados), con capacidad instalada mayor o igual a 200 MW, deberán adecuar sus instalaciones para permitir instalar puntos de monitoreo en bornes de sus unidades generadoras.
- Parques de generación de tecnología renovable solar o eólica, con capacidad instalada mayor o igual a 100 MW, deberán adecuar sus instalaciones e instalar PMU en el lado AT del o los transformadores elevadores.

Durante el período 2018-2019, entraron en servicio 3 centrales que cumplen estos criterios. En la Tabla 4.10 se presenta un resumen de los nuevos puntos de monitoreo correspondientes a parques solares fotovoltaicos y eólicos existentes.

Tabla 4.10 Puntos de monitoreo de parques solares fotovoltaicos y eólicos existentes.

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo	Coordinado	Comunicar con PDC
Norte Grande	Paño JT1 de S/E PV Cerro Dominador	Parque Solar Fotovoltaico Cerro Dominador	Parque generador de alta capacidad disponible	Atacama Generación Chile	Crucero
Norte Chico	Paño JT1 de S/E PE Cabo Leones	Parque Eólico Cabo Leones I	Parque generador de alta capacidad disponible	Parque Eólico Cabo Leones I S.A.	Crucero
	Paño J1 de S/E PE Sarco	Parque Eólico Sarco	Parque generador de alta capacidad disponible	Aela Eólica Sarco SpA	Maitencillo

4.4 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 4.1.

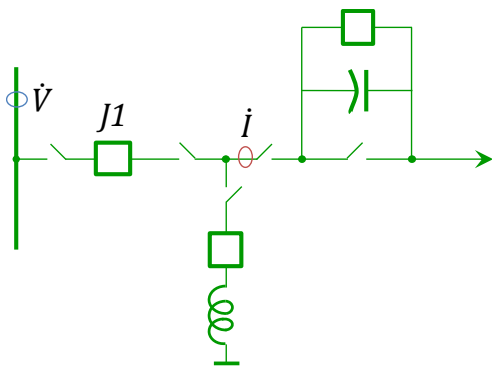


Figura 4.1 Medidas de tensión y corriente en caso de existir compensación serie y/o paralelo en el paño.

4.4.1 Zona Norte Grande

En la Figura 4.2 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Norte Grande.

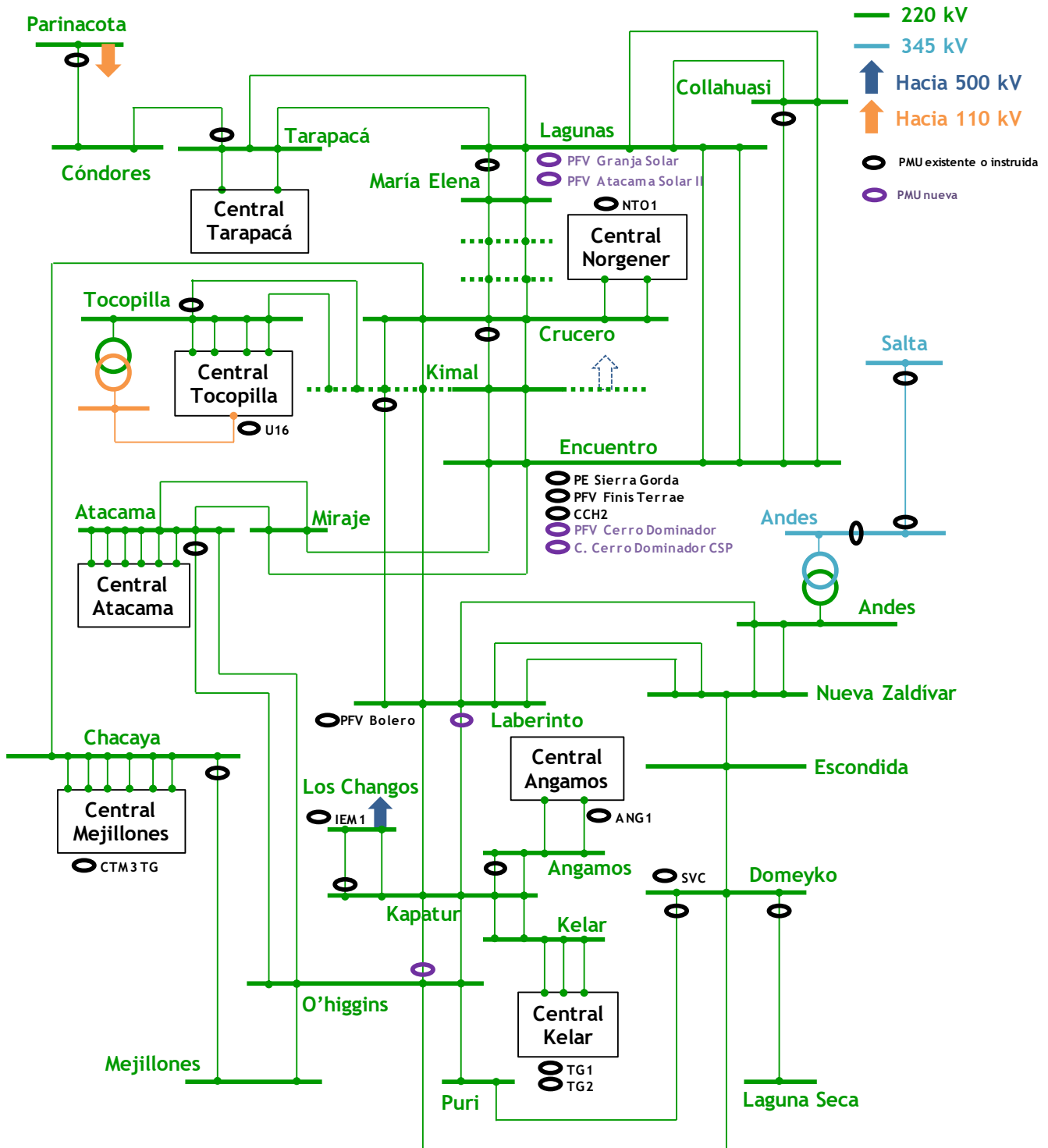


Figura 4.2 Ubicación de PMU en la Zona Norte Grande

4.4.2 Interconexión

En la Figura 4.3 se muestra la ubicación de los equipos PMU en las instalaciones de 500 kV correspondientes al sistema de 500kV al norte de S/E Polpaico.

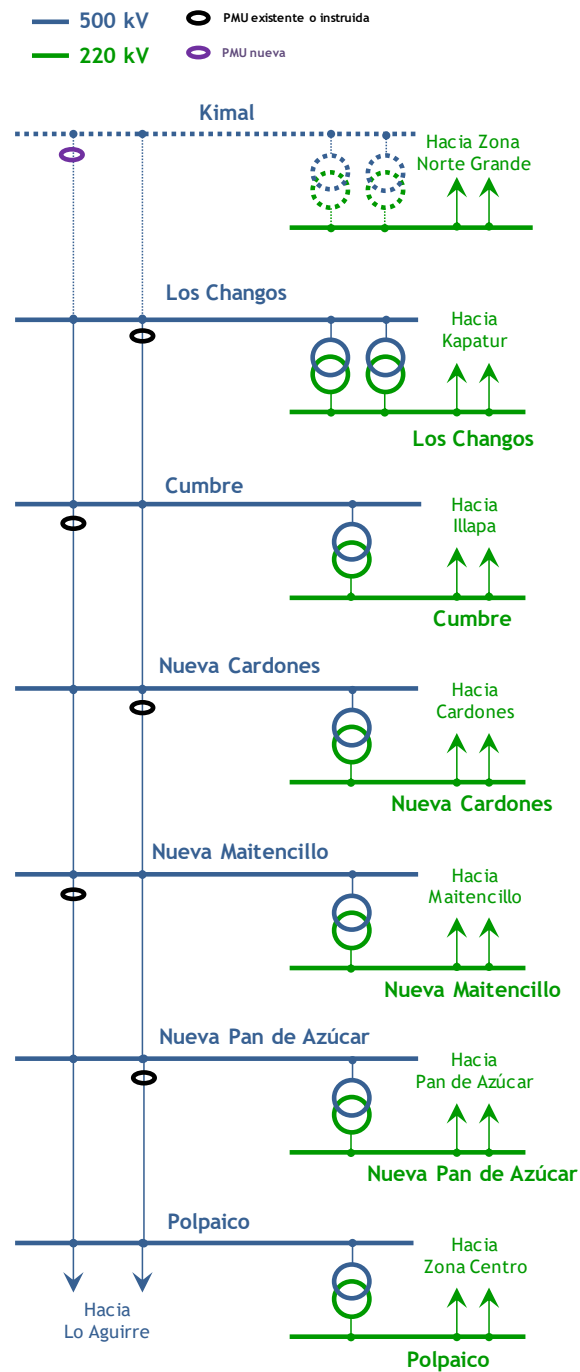


Figura 4.3 Ubicación de las PMU en la zona de 500kV Norte.

4.4.3 Zona Norte Chico

En la Figura 4.4 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Norte Chico.

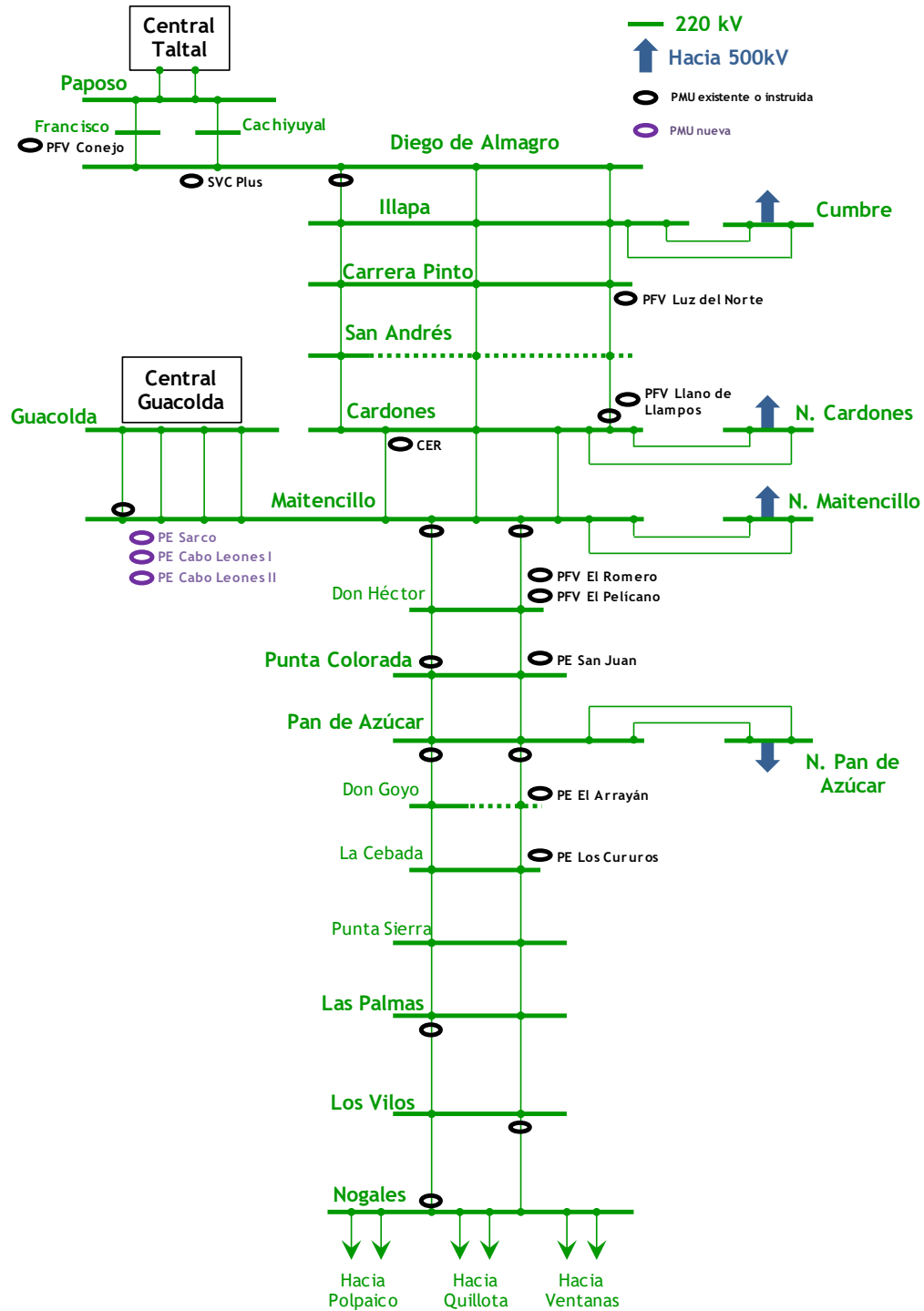


Figura 4.4 Ubicación de las PMU en la Zona Norte Chico

4.4.4 Zona Centro

En la Figura 4.5 y Figura 4.6 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Centro.

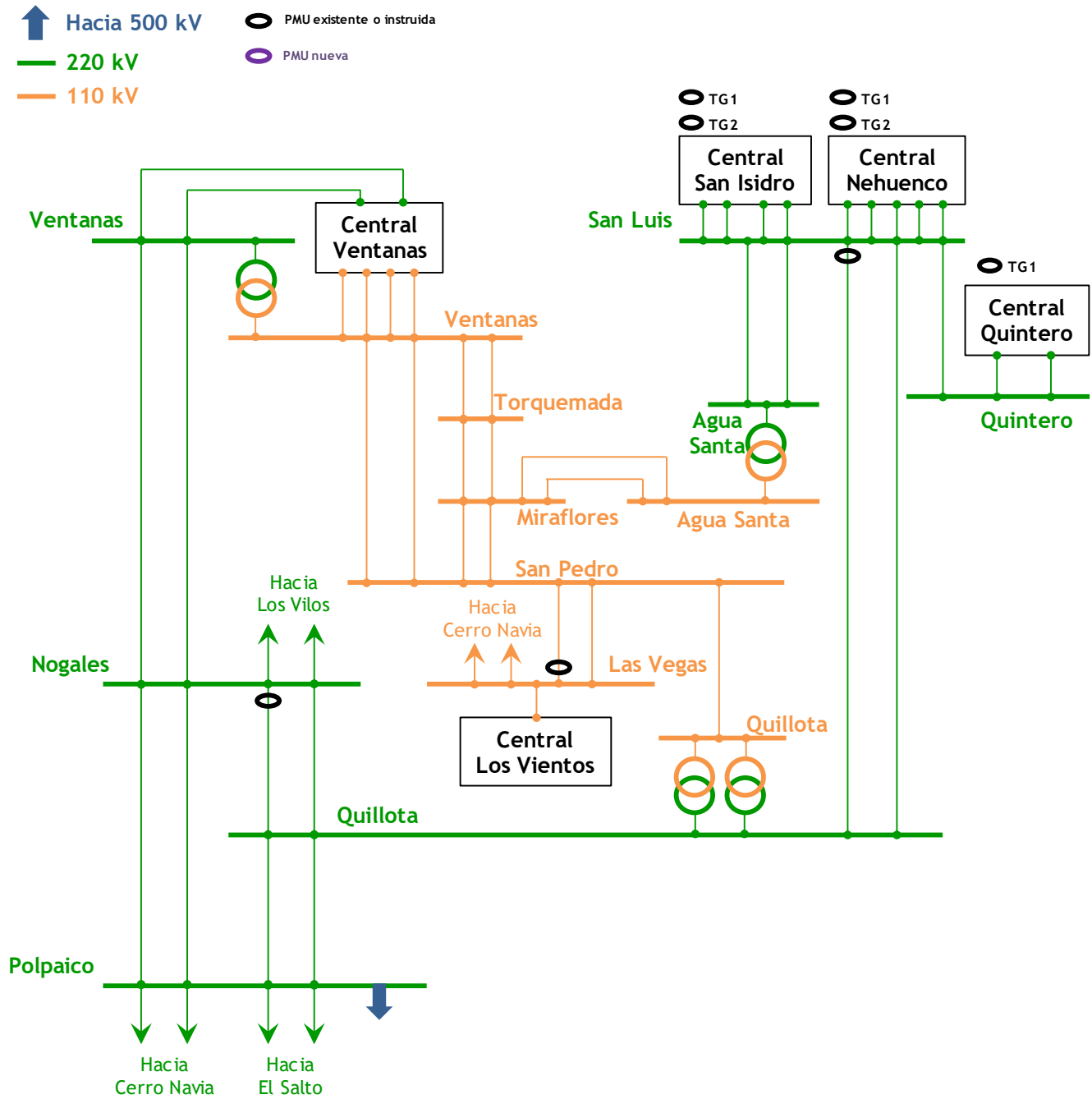


Figura 4.5 Ubicación de las PMU en la Zona Centro (Área de Quillota)

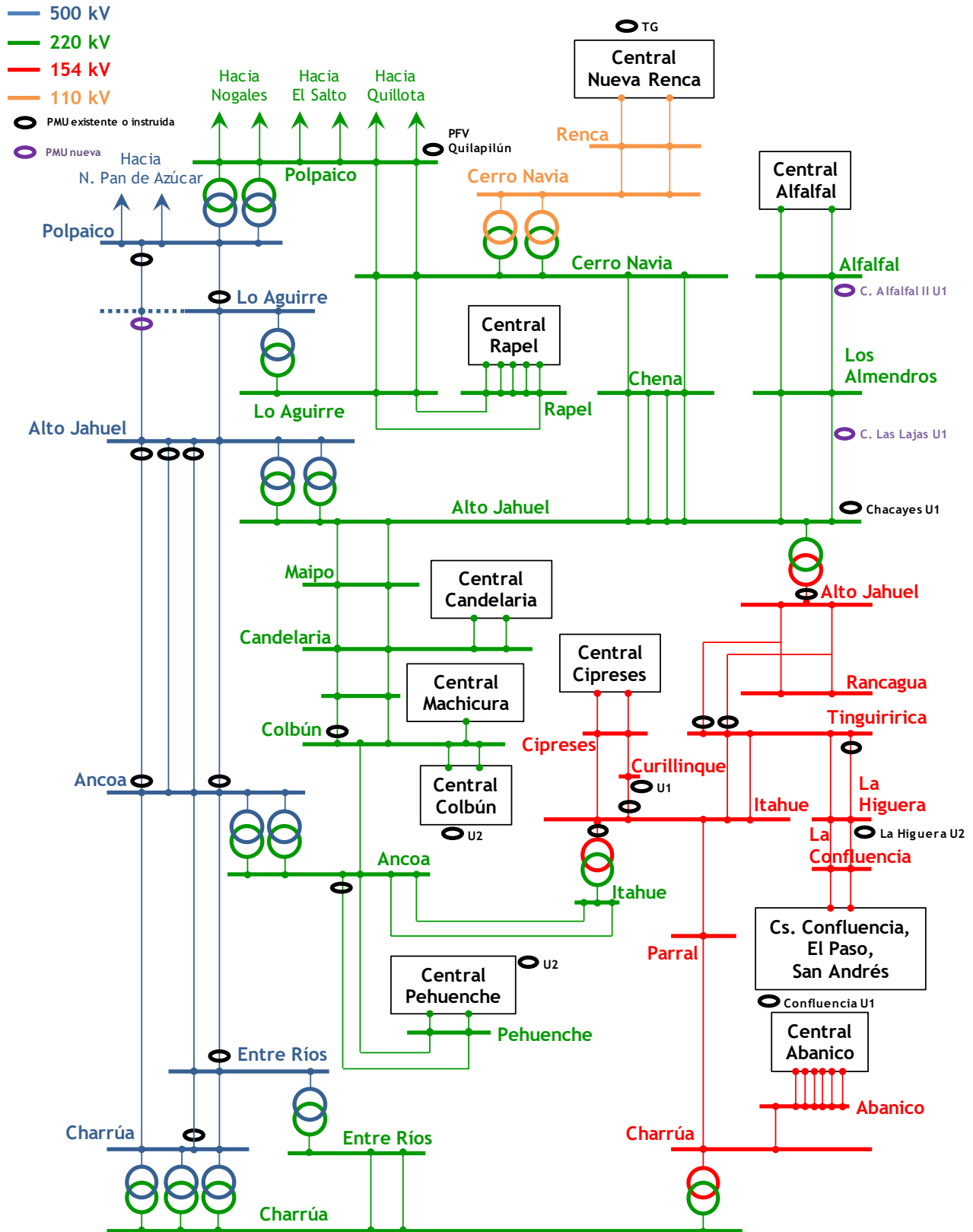


Figura 4.6 Ubicación de las PMU en la Zona Centro

4.4.5 Zona Sur

En la Figura 4.7 y Figura 4.8 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Sur.

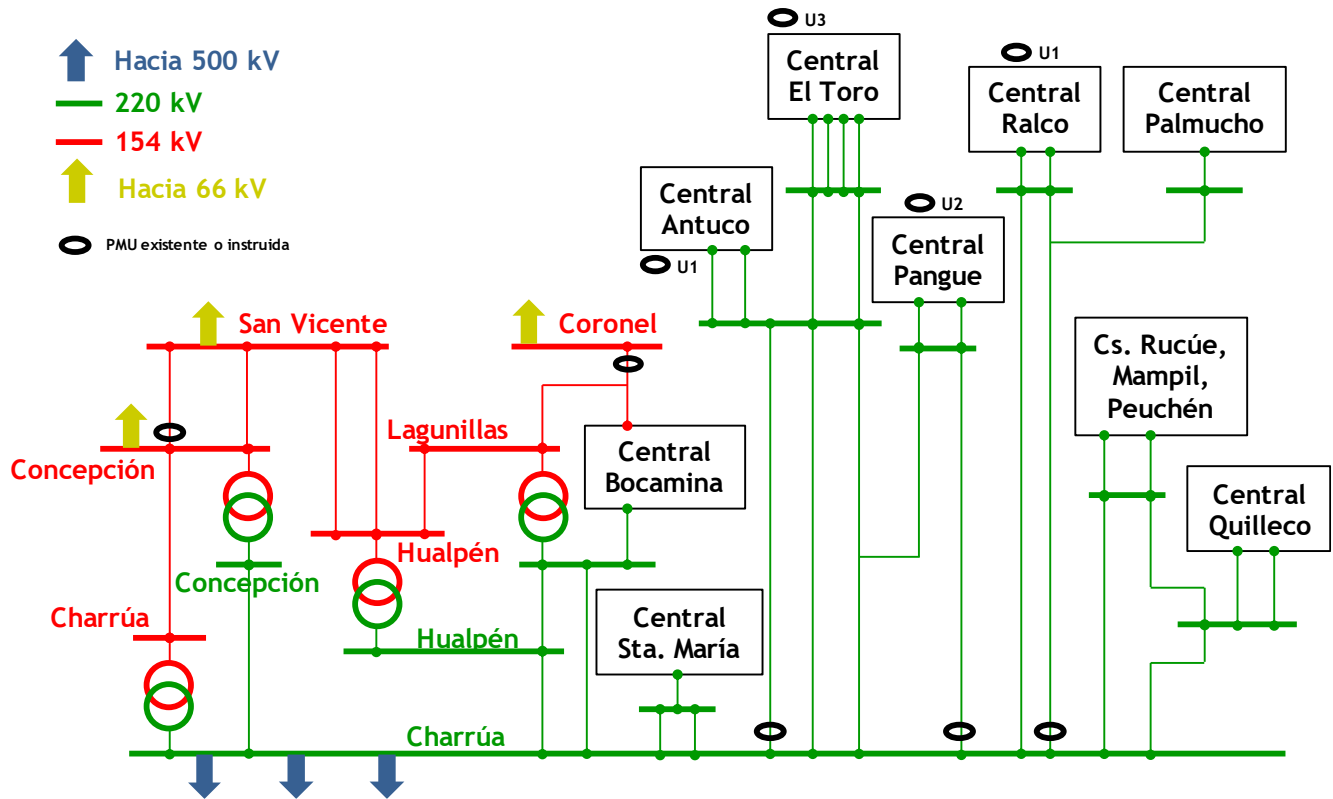


Figura 4.7 Ubicación de las PMU en la zona Sur (Área Concepción)

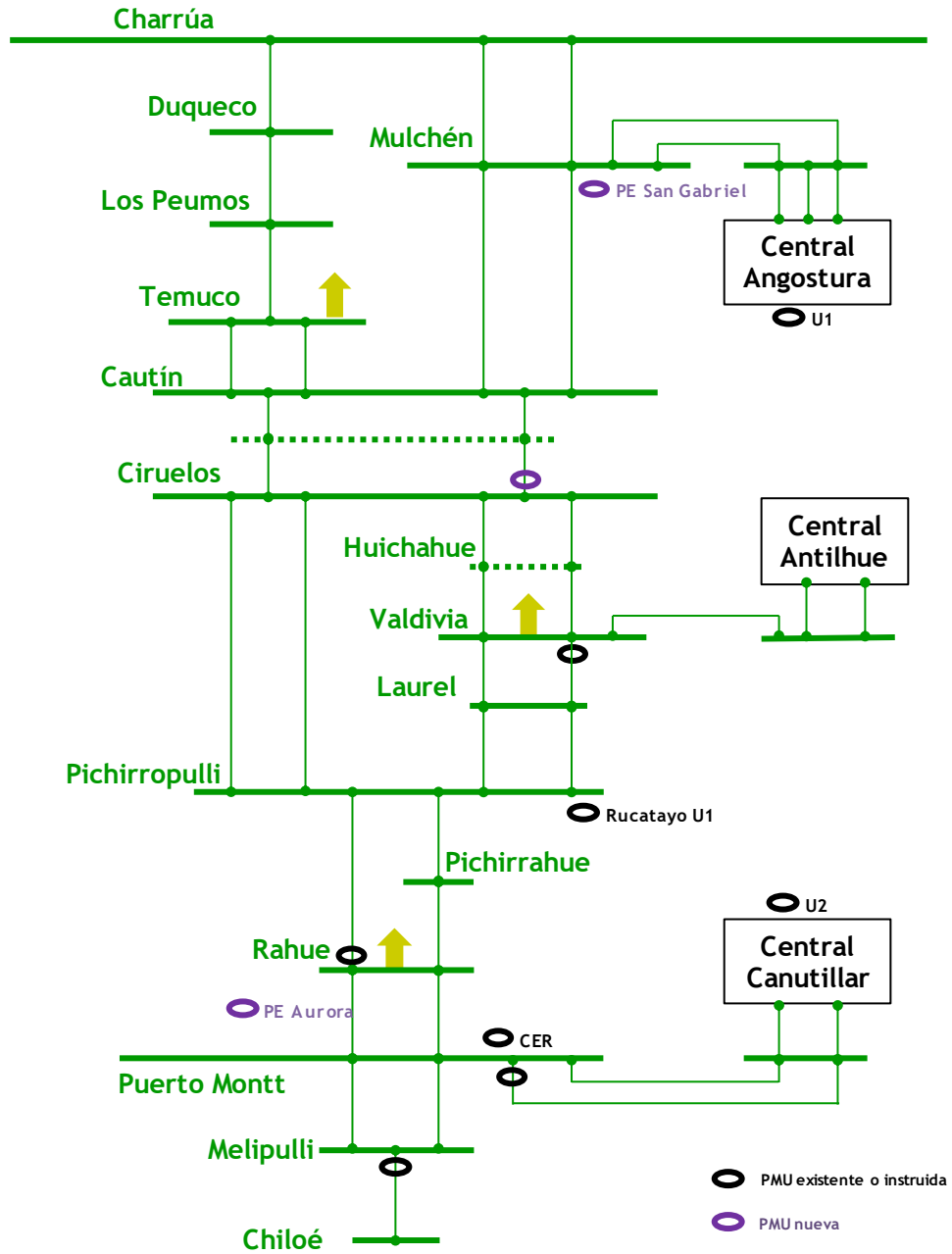


Figura 4.8 Ubicación de las PMU en la Zona Sur

4.5 Requerimientos particulares

En los diagramas de la arquitectura de la red WAMS del Coordinador se muestra, esquemáticamente, solo una PMU por punto y en los requerimientos realizados 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, independientemente 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 Coordinador 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.

4.6 Arquitectura actualizada de la red WAMS del Coordinador Eléctrico Nacional

En la Tabla 4.11 se presenta un listado de las PMU actualizado con los nuevos puntos a monitorear y el correspondiente PDC asociado a cada equipo. Al respecto, no se prevén modificaciones en la distribución de los PDC Locales para el período de estudio.

Tabla 4.11 Concentradores de datos fasoriales con los puntos de monitoreo asociados

PDC local	PMU Asociada	PDC local	PMU Asociada
Crucero	Lagunas J1	Crucero	Laberinto J11
	Parinacota JT1		O'Higgins J7
	Tarapacá J3		Bolero J3
	Collahuasi JL3		El Arriero J1
	Crucero J15		Rande J1
	Kimal J17/J18		C. Tocopilla U16
	Kimal 500 kV		C. IEM IEM1
	Tocopilla J6A		C. Kelar TG1
	Angamos J5		C. Kelar TG2
	Domeyko J6		C. Mejillones CTM3 TG
	Domeyko J3		C. Angamos ANG1
	Domeyko J10		C. Cochrane CCH2
	Atacama J3		C. Norgener NTO1
	Andes 352A03/352C3/4		PV Cerro Dominador JT1
	Andes BP1/BP2 345kV		C. Cerro Dominador CSP
	Salta 352C7/8		Granja Solar JT1
Chacaya J1	Atacama Solar II		
Kapatur J19/J20			

PDC local	PMU Asociada	PDC local	PMU Asociada
Maitencillo	Los Changos K5/K6	Maitencillo	Pan de Azúcar J4
	Cumbre K5/K6		N. Pan de Azúcar K7/K8
	D. de Almagro J1		Conejo JL1
	D. de Almagro JT6		Luz del Norte J1
	Cardones J12		Llano de Llampos J1
	Cardones JT4		El Romero J1
	N. Cardones K2/K3		El Pelícano JT1
	Maitencillo J5		San Juan J1
	Maitencillo J4		El Arrayán JT1
	Maitencillo J3		Don Goyo JT1
	N. Maitencillo K7/K8		Cabo Leones JT1
	Punta Colorada J4/J5		Sarco J1
	Pan de Azúcar J3		Cabo Leones II

PDC local	PMU Asociada	PDC local	PMU Asociada
Alto Jahuel	Las Palmas J4	Alto Jahuel	Alto Jahuel AT6
	C. Nehuenco TG		Alto Jahuel K1
	C. Nehuenco II TG		Alto Jahuel K2
	C. San Isidro TG		Alto Jahuel K5
	C. San Isidro II TG		Quilapilún JT1
	Los Vilos J2		C. Nueva Renca TG
	C. Quintero TG1		Tinguiririca A5
	Nogales J7/J8		Tinguiririca A9
	Nogales J8/J9		Tinguiririca A10
	San Luis J11/J11-12		C. La Confluencia U1
	Polpaico K1		C. La Higuera U2
	Lo Aguirre K5/K6		C. Las Lajas U1
	Lo Aguirre K1/K2		C. Alfalfa II U1
	Las Vegas H3		

PDC local	PMU Asociada	PDC local	PMU Asociada
Ancoa	C. Chacayes U1	Ancoa	C. Curillinque U1
	C. Colbún U2		Colbún J7
	C. Pehuenche U2		Ancoa J4
	Itahue A1		Ancoa K6
	Itahue AT4		Ancoa K1

PDC local	PMU Asociada	PDC local	PMU Asociada
Charrúa	Entre Ríos K13/K14	Charrúa	Ciruelos J6
	Charrúa J1		Valdivia J3
	Charrúa J4		Rahue J2
	Charrúa J24		Puerto Montt J3
	Charrúa K1		Puerto Montt JT41/JT42
	Concepción A3		Melipulli JL1
	Coronel A1		C. Angostura U1
	C. Antuco U1		C. Canutillar U2
	C. El Toro U3		C. Rucatayo U1
	C. Pangué U2		Aurora J1
	C. Ralco U1		San Gabriel JT1

4.7 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 4.12 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 4.12 Anchos de banda mínimos requeridos para los PDC Locales

PDC	PMU asociadas al PDC	Mínimo Técnico para requerimientos [Mbps]
Crucero	35	4.10
Maitencillo	26	3.05
Alto Jahuel	27	3.16
Ancoa	10	1.17
Charrúa	22	2.57

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.

4.8 Otros requerimientos

4.8.1 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.

4.8.2 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.

5 Conclusiones

A continuación, en la Tabla 5.1 y Tabla 5.2 se presenta el resumen de 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 5.1 Nuevos puntos de monitoreo de la red WAMS para el período 2019-2020, en instalaciones de transmisión.

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo	Coordinado	Comunicar con PDC
Norte Grande	Paño de Línea en S/E Kimal (*)	LT Kimal – Los Changos 500 kV C1	Monitoreo de STN 500 kV	Transec S.A.	Crucero
	Paño J11 en S/E Laberinto	LT Laberinto – Kapatur 220 kV C1	Estabilidad de tensión	CTNG S.A.	Crucero
	Paño J7 en S/E O’Higgins	LT O’Higgins – Kapatur 220 kV C1	Estabilidad de tensión	CTNG S.A.	Crucero
Centro	Paño K1/K2 en S/E Lo Aguirre	LT Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C2	Monitoreo de STN 500 kV	Transec S.A.	Alto Jahuel
Sur	Paño J6 en S/E Ciruelos	LT Cautín – Ciruelos 220 kV C2	Estabilidad de tensión	Transec S.A.	Charrúa

(*): De acuerdo con la información disponible a la fecha con respecto al proyecto de transmisión. En caso de modificación a la nomenclatura de paños, prevalece el elemento a monitorear

Tabla 5.2 Nuevos puntos de monitoreo de la red WAMS para el período 2019-2020, en instalaciones de generación

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
Norte Grande	Paño JT1 de S/E PV Cerro Dominador	Parque Solar Fotovoltaico Cerro Dominador	Parque generador de alta capacidad disponible	Atacama Generación Chile	Crucero
	Lado AT del Transformador Elevador en S/E Cerro Dominador CSP*	Central Cerro Dominador CSP	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	Cerro Dominador CSP	Crucero
	Paño JT1 de S/E Granja Solar	Parque Solar Fotovoltaico Granja Solar	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	María Elena Solar S.A.	Crucero
	Lado AT del Transformador Elevador en S/E Atacama Solar II*	Parque Solar Fotovoltaico Atacama Solar II	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	Atacama Solar S.A.	Crucero
Norte Chico	Paño JT1 de S/E PE Cabo Leones	Parque Eólico Cabo Leones I	Parque generador de alta capacidad disponible	Parque Eólico Cabo Leones I S.A.	Maitencillo

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
	Paño J1 de S/E PE Sarco	Parque Eólico Sarco	Parque generador de alta capacidad disponible	Aela Eólica Sarco SpA	Maitencillo
	Lado AT del Transformador Elevador en S/E Cabo Leones II*	Parque Eólico Cabo Leones II	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Maitencillo
Centro	Bornes U1 C. Las Lajas	C. Las Lajas U1	Proyecto de unidad generadora de gran capacidad	Alto Maipo SpA	Alto Jahuel
	Bornes U1 C. Alfalfal II	C. Alfalfal II U1	Proyecto de unidad generadora de gran capacidad	Alto Maipo SpA	Alto Jahuel
Sur	Paño J1 de S/E Aurora	Parque Eólico Aurora	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	Aela Eólica Llanquihue SpA	Charrúa
	Paño JT1 de S/E San Gabriel	Parque Eólico San Gabriel	Proyecto de parque generador de alta capacidad disponible	Parque Eólico San Gabriel SpA	Charrúa

(*): De acuerdo con la información disponible a la fecha con respecto al proyecto de generación. En caso de modificación a la nomenclatura de paños, prevalece el elemento a monitorear.

Cabe mencionar finalmente que el punto de monitoreo indicado en el Estudio MMF 2018 asociado al proyecto de seccionamiento de la línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV ya no se considera válido en el presente Estudio debido a que la instalación asociada no está considerada en el plan de obras.

6 Anexos

6.1 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.

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 μ 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"> • Frecuencia • Tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) • Magnitud y ángulo de la tensión (trifásica) V_{an}, V_{bn} y V_{cn} • Magnitud y ángulo de la corriente (trifásica) I_a, I_b e I_c <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 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 al punto Tabla 4.11 de este documento.

6.2 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.

6.3 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.

7 Referencias

- [1] Anexo Técnico de Sistema de Monitoreo (ATSM)
- [2] Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial, Coordinador Eléctrico Nacional, julio de 2017 y julio de 2018.
- [3] Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST), disponible en <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-restricciones-en-el-sistema-de-transmision/> - Coordinador Eléctrico Nacional, diciembre de 2017.
- [4] Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR) y Estudio de Prioridad de Uso de Recursos de Control de Tensión (EPURCT), disponible en <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/> - Coordinador Eléctrico Nacional, diciembre de 2017.
- [5] Estudio para Plan de Defensa contra Contingencias Extremas, disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/interconexion/contingencias-extremas-y-planes-de-defensa-zona-norte-del-sen/> - Coordinador Eléctrico Nacional, abril de 2019
- [6] Estudios para Plan de Recuperación de Servicio, disponible en <https://www.coordinador.cl/informe-documento/plan-de-recuperacion-de-servicio-del-coordinador/planes-de-recuperacion-de-servicio-prs-estudio-2017-para-observaciones/> - Coordinador Eléctrico Nacional, enero de 2018
- [7] Catastro de Nuevos Proyectos de Generación, Transmisión y Consumo disponible en <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/catastro-de-nuevos-proyectos/> - Coordinador Eléctrico Nacional, junio de 2018.
- [8] Estudio 4 - Análisis de Pequeña Señal y Ajuste de PSS, disponible en <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/interconexion/estudios-para-el-analisis-de-la-operacion-de-los-sistemas-sic-sing-interconectados/> Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados – Coordinador Eléctrico Nacional, marzo de 2017.
- [9] Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, disponible en <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/> Coordinador Eléctrico Nacional, noviembre de 2017.