
Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial

Julio 2017

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

Rev	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	10-07-17	Informe Preliminar	DAO	JVC-SDC
2	26-07-17	Informe Definitivo	DAO	JVC-SDC

Contenidos

Resumen Ejecutivo.....	1
1 Introducción y objetivos.....	6
1.1 Antecedentes Normativos.....	6
2 Metodología de Trabajo.....	7
2.1 Criterios para implementación.....	7
3 Antecedentes	8
3.1 Estudios 2016.....	8
3.1.1 Estudio SING.....	8
3.1.2 Estudio SIC.....	8
3.2 Puntos actuales de monitoreo	9
3.3 Arquitectura SING.....	11
3.4 Arquitectura SIC.....	12
4 Requerimientos de nuevos puntos de monitoreo	14
4.1 Plan de Obras 2017-2018	14
4.2 Instalaciones a monitorear a partir de Estudios según Norma Técnica	16
4.2.1 Estabilidad de tensión	16
4.2.2 Estabilidad angular de pequeña señal	19
4.2.3 Control de tensión.....	20
4.2.4 Plan de Recuperación de Servicio	22
4.2.5 Normalización de medidas en los puntos de monitoreo	23
4.3 Ubicación de los puntos de monitoreo	24
4.3.2 Zona SING	25
4.3.3 Interconexión	25
4.3.4 Zona Norte SIC.....	27
4.3.5 Zona Centro SIC.....	28
4.3.6 Zona Sur SIC.....	30
4.4 Requerimientos particulares	31
4.5 Arquitectura de la red WAMS del Coordinador Eléctrico Nacional.....	31
4.6 Sistema de comunicación	32
4.7 Otros requerimientos	33

5	Conclusiones.....	35
6	Anexos.....	37
6.1	Especificaciones de equipamiento	37
6.2	Documentación	38
6.3	Instalación y puesta en servicio.....	39
6.4	Simulación para la detección de modos de oscilación	39
7	Referencias.....	40

Resumen Ejecutivo

Este informe se enmarca en el Anexo Técnico Sistema de Monitoreo 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 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 objeto que el Coordinador disponga de las mediciones 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 muestran las actuales arquitecturas del MMF implementadas en el SING y el SIC, y se define la arquitectura del Coordinador Eléctrico Nacional considerando los recursos y ventajas de los dos sistemas.

Para la determinación de los nuevos puntos de registro, se utilizó una metodología de análisis de fenómenos presentes en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y, además, los requerimientos específicos del Coordinador, así como la consideración de los cambios topológicos y proyectos en construcción hacia fines del 2018. Los proyectos de generación y transmisión más relevantes para la elaboración del estudio y la ubicación de los nuevos puntos de monitoreo consideran, por un lado, instalaciones de generación mayores a 200MW o bien que tienen como punto de conexión algún tramo del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que ya presenta algún tipo de restricción por estabilidad, y también las instalaciones de transmisión que modifican la topología existente del STN o pertenecientes a la interconexión SIC-SING.

Los criterios para definir los puntos a monitorear mediante la instalación de equipamiento PMU en el sistema incluyen la detección y monitoreo de fenómenos dinámicos en el SEN tales como oscilaciones de potencia y tensión. Además, se toman en consideración los estudios vigentes con motivo 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, y Estudio para Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas. Por otra parte, se consideran las instalaciones de la interconexión SIC-SING como puntos relevantes para la detección de los fenómenos inter-área (oscilaciones de pequeña señal, estabilidad angular y de tensión, entre otros), así como los estudios de interconexión para la operación de los sistemas SIC y SING disponibles a la fecha.

Con respecto a las restricciones en el sistema de transmisión, los tramos Pan de Azúcar – Punta Colorada 220kV, Los Vilos – Nogales 220kV, Valdivia – Rahue 220kV y Rahue – Puerto Montt 220kV presentan limitaciones por estabilidad y/o regulación de tensión, y se determinó que no se posee observabilidad completa de la diferencia angular entre las respectivas tensiones.

Por otra parte, respecto del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva, dentro de los puntos que presentan deficiencias en el soporte de potencia reactiva en condiciones post-contingencia, se determinó que no existen actualmente puntos de monitoreo en las barras de Parinacota 220kV, Las Vegas 110kV, Coronel 154 kV y Concepción 154 kV.

En relación con los planes de recuperación de servicio, actualmente no se dispone de PMU para monitorear el comportamiento de la frecuencia en las áreas de Capricornio (SING Sur) y Valle (SIC V Región).

Finalmente, con respecto a las oscilaciones naturales entre los sistemas SIC y SING interconectados, considerando todas las obras de 500 kV en servicio a fines del 2018, se realizan simulaciones tendientes a determinar si con los puntos de monitoreo ya considerados en los estudios 2016 era factible detectar dichas oscilaciones.

En síntesis, los nuevos puntos de monitoreo que se deberán implementar se muestran en la siguiente tabla:

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
SING Sur – Cordillera	Paño JT1 de S/E Parinacota	BP1 S/E Parinacota 220kV ATR 220/69/13,8 120/120/30 MVA	Frecuencia PRS (AGC)	Transemel	Crucero
	Paño J91/J92 de S/E Kapatur	BP1/BP2 S/E Kapatur 220kV LT Los Changos – Kapatur 220kV	Transferencias	Transec	Crucero
	Paño J1 de S/E Chacaya	BP1/BP2 S/E Chacaya 220kV LT Chacaya – Mejillones 220 kV	Frecuencia PRS (AGC) Transferencias	Engie	Crucero
SING Centro	Paño J15 de S/E Crucero	B1/B2 S/E Crucero 220kV LT Crucero – Encuentro 220kV C1	Normalización	Transec	Crucero
SIC Norte	Paño J4/J5 de S/E Punta Colorada	BP1/BP2 S/E Punta Colorada 220kV LT P. de Azúcar – P. Colorada 220kV C1	Est. de Tensión	Transec	Maitencillo
	Paño J2 de S/E Los Vilos	BP1/BT Los Vilos 220kV LT Los Vilos-Nogales 220kV C2	Est. de Tensión	Transec	Maitencillo
	Paño J7/J8 de S/E Nogales	BP1/BP2 Nogales 220kV LT Los Vilos-Nogales 220kV C1	Est. de Tensión	Transec	Alto Jahuel
SIC V Región	Paño H4 de S/E Las Vegas	BP1/BP2 Las Vegas 110kV LT Las Vegas – San Pedro 110kV C1	Est. de Tensión, Frecuencia PRS (AGC)	AES Gener	Alto Jahuel
SIC Concepción	Paño A3 de S/E Concepción	BP1/BT Concepción 154kV LT Concepción – San Vicente 154kV C1	Est. de Tensión	Transec	Charrúa
	Paño A1 de S/E Coronel	BA Coronel 154kV LT Coronel – Bocamina 154kV	Est. de Tensión	CGE	Charrúa
SIC Sur	Paño K13/K14 de S/E Entre Ríos	BP1/BP2 Entre Ríos 500kV LT Entre Ríos – Ancoa 500kV C2	Transferencias (Frecuencia AGC)	Transec	Charrúa
	Paño J2 de S/E Rahue	BP1/BP2 Rahue 220kV LT Pichirropulli – Rahue 220kV C1	Est. de Tensión	Transec	Charrúa

Por otra parte, las PMU que deben complementar la adquisición de señales para efectos de incluir las medidas de corriente de línea, para el (o los) paño(s) que se indican, corresponden a:

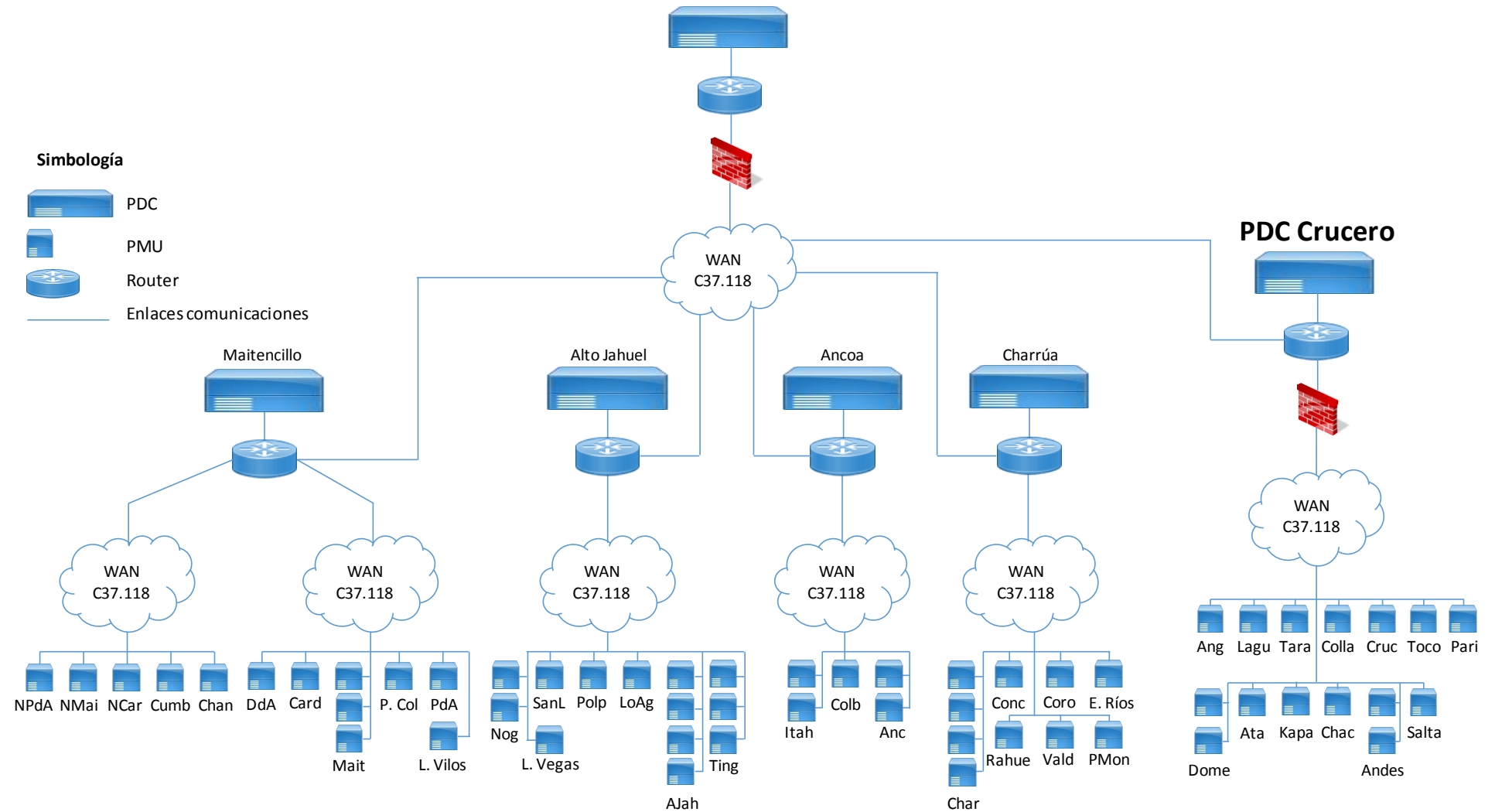
Zona	Ubicación PMU	Medida de corriente requerida	Instalación a monitorear	Coordinado
SING Norte	S/E Lagunas	Paño J1 de S/E Lagunas	LT Crucero – Tap Off María Elena – Lagunas 220kV	Transelec
	S/E Tarapacá	Paño J3 de S/E Tarapacá	LT Tarapacá – Cóndores 220kV	Transelec
SING – Centro	S/E Tocopilla	Paño J6A de S/E Tocopilla	LT Tocopilla – Crucero 220kV C1	ENGIE
SING – Sur Cordillera	S/E Atacama	Paño J3 de S/E Atacama	LT O'Higgins – Atacama 220kV C1	Minera Escondida Limitada / Transelec (*)

(*) en este caso particular Minera Escondida deberá disponer de las señales de corriente del paño J3 de S/E Atacama en la PMU implementada por Transelec. Por su parte Transelec deberá integrar dichas señales en la PMU de su responsabilidad.

A continuación, se muestra la lista completa de unidades PMU requeridas en el Sistema Eléctrico Nacional (incluidos los determinados en estudios anteriores y en este Estudio) y la arquitectura general de la red WAMS del Coordinador:

Zona	N°	S/E	Paño	Elemento a Monitorear	Oscilaciones	Restricción de Estabilidad	Verificación Monitoreo de transferencias	Grandes Centros de Generación Monitoreo STN 500kV	Monitoreo Desempeño PDE	Nuevo punto
SING Norte	1	Lagunas	J1	Crucero - María Elena - Lagunas 220kV			✓	✓		
	2	Parinacota	JT1	Parinacota - Cóndores 220kV			✓			✓
	3	Tarapacá	J3	Tarapacá - Cóndores 220kV	✓		✓	✓		✓
	4	Collahuasi	JL3	Encuentro - Collahuasi 220kV C1			✓			
SING Centro	5	Crucero	J15	Crucero - Encuentro 220kV C1			✓	✓	✓	✓
	6	Tocopilla	J6A	Tocopilla - Crucero 220kV C1	✓		✓	✓	✓	✓
SING Sur - Cordillera	7	Angamos	J5	Angamos - Kapatur 220kV C2			✓	✓		✓
	8	Domeyko	J6	Domeyko - Laguna Seca 220kV C1			✓	✓		
	9		J3	Domeyko - Puri 220kV C1			✓	✓		
	10	Atacama	J3	O'higgins - Atacama 220kV C1	✓		✓			✓
	11	Andes	352A03/352C3/4	Andes - Salta 345kV	✓		✓	✓		
	12		BP1/BP2 345kV	Barra BP1 y BP2 345kV			✓	✓		
	13	Salta	352C7/8	Andes - Salta 345kV	✓		✓	✓		
	14	Chacaya	J1	Chacaya - Mejillones 220kV C1				✓		✓
	15	Kapatur	J91/J92	Kapatur - Los Changos 220kV C1	✓					✓
SIC Norte	16	Los Changos	K5/K6	Los Changos - Cumbres 500kV C1	✓					✓
	17	Cumbres	K5/K6	Cumbres - N. Cardones 500kV C2	✓					✓
	18	D. de Almagro	J1	Diego de Almagro - Carrera Pinto 220kV C1	✓		✓	✓	✓	
	19	Cardones	J12	Cardones - Diego de Almagro 220kV C1	✓			✓	✓	
	20	N. Cardones	K2/K3	N. Cardones - N. Maitencillo 500kV C1	✓					✓
	21	Maitencillo	J5	Maitencillo - Guacolda 220kV C1				✓	✓	✓
	22		J4	Maitencillo - Don Héctor 220kV C1			✓	✓	✓	
	23		J3	Maitencillo - Don Héctor 220kV C2			✓	✓	✓	
	24	N. Maitencillo	K7/K8	N. Maitencillo - N. Pan de Azúcar 500kV C2	✓				✓	
	25	Punta Colorada	J4/J5	P. de Azúcar - Punta Colorada 220kV C1			✓	✓	✓	✓
	26	Pan de Azúcar	J3	Pan de Azúcar - Don Goyo 220kV C2			✓	✓	✓	
	27		J4	Pan de Azúcar - La Cebada 220kV C1			✓	✓	✓	
	28	N. Pan de Azúcar	K7/K8	N. Pan de Azúcar - Polpaico 500kV C1	✓				✓	
	29	Los Vilos	J2	Los Vilos - Nogales 220kV C2			✓	✓	✓	✓
SIC Centro	30	Nogales	J7/J8	Los Vilos - Tap Doña Carmen - Nogales 220kV C1			✓		✓	✓
	31		J8/J9	Nogales - Quillota 220kV C1			✓	✓	✓	
	32	San Luis	J11/J11-12	San Luis - Quillota 220kV C1				✓	✓	✓
	33	Polpaico	K1	Polpaico - Alto Jahuel 500kV C2	✓			✓		✓
	34	Lo Aguirre	K5/K6	Lo Aguirre - Alto Jahuel 500kV C1			✓	✓	✓	
	35	Las Vegas	H4	Las Vegas - San Pedro 110kV C1			✓	✓	✓	✓
	36	Alto Jahuel	AT6	Lado 154kV Trafo A. Jahuel	✓			✓		
	37		K1	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C1	✓		✓			✓
	38		K2	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C2	✓		✓			✓
	39		K5	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C3	✓		✓			✓
SIC 154kV	40	Itahue	A1	Itahue - Curillínque 154kV	✓					✓
	41		AT4	Lado 154kV Trafo Itahue	✓			✓		
	42	Tinguiririca	A5	Tinguiririca - La Higuera 154kV C2	✓				✓	✓
	43		A9	Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C1			✓			
	44		A10	Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2	✓		✓			
SIC Centro-Sur	45	Colbún	J7	Colbún - Candelaria 220kV C1						✓
	46	Ancoa	J4	Ancoa - Pehuenche 220kV C1				✓		✓
	47		K6	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	✓		✓		✓	
	48	Entre Ríos	K13/K14	Entre Ríos - Ancoa 500kV C2	✓					
	49	Charrúa	J1	Charrúa - Pangue 220kV				✓	✓	✓
	50		J4	Charrúa - Antuco 220kV C1				✓	✓	✓
	51		J24	Charrúa - Palmucho 220kV				✓	✓	
	52		K1	Charrúa - Entre Ríos 500kV C1	✓		✓	✓	✓	✓
SIC Conce	53	Concepción	A3	Concepción - San Vicente 154kV C1			✓			✓
	54	Coronel	A1	Coronel - Bocamina 154kV C1			✓			✓
SIC Sur	55	Valdivia	J3	Valdivia - Pichirropulli 220kV C2			✓	✓		
	56	Rahue	J2	Pichirropulli - Rahue 220kV C1			✓	✓		✓
	57	Puerto Montt	J3	Puerto Montt - Canutillar 220kV C1			✓	✓		✓

PDC Corporativo



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 disponga de 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 evaluar los puntos de medición y arquitecturas de las redes WAMS existentes en el SIC y el SING, y, a partir de estos, definir la actualización de los puntos a medir y la arquitectura de la red WAMS para el Coordinador Eléctrico Nacional.

Es importante destacar que los puntos de monitoreo existentes y propuestos deben cumplir con los requerimientos operacionales y la detección de fenómenos que permiten mejorar la seguridad y calidad de servicio, así como también, mejorar la conciencia situacional de los despachadores del Coordinador Eléctrico Nacional.

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), 2016
- Anexo Técnico de la NT de SyCS Sistema de Monitoreo (ATSM), 2015

2 Metodología de Trabajo

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

- Revisión de los estudios para la implementación del MMF del 2016 de ambos vigentes para el SING y el SIC.
- Revisión del estado actual de implementación de la red WAMS del SIC.
- Revisión del estado actual de actualización, expansión y funcionamiento de la red WAMS del SING.
- Definición de arquitectura para la red WAMS del Coordinador Eléctrico Nacional, compatible con la interconexión de los sistemas SIC y SING.
- Estudio del plan de obras a diciembre de 2018.
- Revisión de los estudios definidos en el capítulo 6 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio considerando el período 2017-2018.
- Análisis de los cambios topológicos de los dos sistemas en el período 2016-2017 y los fenómenos que se originan a partir de ellos.
- Revisión del estudio para el análisis de la operación de los sistemas SIC-SING interconectados, publicado en marzo de 2017.
- Consideración de requerimientos internos del Coordinador respecto de los fenómenos a monitorear.
- Definición de especificaciones de comunicaciones y estándares de seguridad.
- Presentación de un plan de actualización de los puntos de monitoreo actuales, y expansión a nuevos puntos de monitoreo.

2.1 Criterios para implementación

A continuación, se indican cada una de las situaciones y fenómenos a monitorear, para efectos de determinar los puntos óptimos de monitoreo.

- Oscilaciones de potencia y tensión
- Restricciones del sistema de transmisión, fenómenos de estabilidad
- Monitoreo de frecuencia
- Planes de Defensa contra Contingencias Extremas
- Instalaciones relevantes actuales y de acuerdo con el plan de obras
- Planes de recuperación de servicio
- Normalización de medidas (V , I , f , $\Delta f/\Delta t$).

3 Antecedentes

3.1 Estudios 2016

Se presentan a continuación las principales conclusiones de los estudios realizados el año 2016 por los Centros de Despacho Económico de Carga de los sistemas interconectados del norte grande (SING) y central (SIC).

3.1.1 Estudio SING

El Sistema Interconectado del Norte Grande posee una infraestructura WAMS implementada a partir del año 2012. Con la publicación del ATSM el año 2015, la red WAMS se expande a 7 puntos de monitoreo. El software de aplicaciones utilizado para el análisis de las señales corresponde a WAProtector del fabricante ELPROS.

El estudio contempló un plan de expansión de la red existente, el cual toma como punto de partida el escenario actual del sistema eléctrico y las nuevas instalaciones que se interconectarían en el período 2016-2017, para luego seleccionar puntos de medida que permitan observar fenómenos específicos. En particular, se consideraron oscilaciones de potencia, monitoreo de la frecuencia de islas eléctricas, problemas de estabilidad de tensión, respuesta en frecuencia, estabilidad de pequeña señal local e inter-área, sobrecarga de líneas de transmisión, y otros fenómenos detectados durante la operación del sistema.

Por otro lado, se realizó un levantamiento de datos para asegurar el funcionamiento óptimo de la red WAMS, y con el propósito de verificar el cumplimiento del ATSM. También se instruyó la integración de los nuevos equipos a la plataforma existente, considerando comunicaciones, despliegues gráficos y aplicaciones.

Finalmente, se presentó una propuesta de las instalaciones a ser evaluadas en el estudio 2017 en el marco de la interconexión SIC-SING. En particular, se incluyen las SS/EE Los Changos 500/220 kV, Nueva Cardones 500/220 kV; las líneas 2x500 kV Los Changos-Cumbres, 2x500 kV Cumbres-Nueva Cardones, 2x220 kV Los Changos-Kapatur; y los 2 autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos. Además, se presentó una propuesta de arquitectura para la red WAMS integrada, consistiendo en la definición de zonas de monitoreo.

3.1.2 Estudio SIC

La red WAMS del Sistema Interconectado Central se desarrolla a partir de un estudio de implementación de módulo de medición fasorial publicado en enero de 2016, según lo dispuesto en el Art. 67 del ATSM. Dicho estudio fue actualizado en julio de 2016 para dar cumplimiento al Art. 63 del mismo Anexo.

En los estudios señalados se incluyó el estado del arte de las redes WAMS, los procedimientos de integración de PMU y PDC, especificaciones de hardware, comunicación, arquitectura y puntos de monitoreo, con las respectivas señales y fenómenos a monitorear en el SIC. Además, se presentaron las diferentes alternativas de software disponibles en el mercado con sus respectivas aplicaciones. Finalmente, se abordaron los tópicos de seguridad, mantenimiento e instalación de nuevos equipos.

En septiembre de 2016 se puso en servicio el PDC Corporativo del SIC con el software WAProtector de ELPROS.

A partir de los estudios, se instruyó la implementación de 29 PMU en el SIC y 5 PMU asociados al sistema de transmisión de la interconexión SING-SIC. Por otra parte, se instruyó la implementación de cuatro PDC locales en las SS/EE Maitencillo, Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa.

3.2 7Puntos actuales de monitoreo

De acuerdo con lo dispuesto en los estudios para la implementación del MMF de en el SIC y SING, a continuación, en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2, se presentan los puntos de monitoreo definidos a la fecha y el estado actual de su implementación.

Tabla 3.1 Puntos actuales de monitoreo SING I: Implementado, **E/C**: En Construcción, **E/S**: En Servicio

N° PMU	Zona	S/E	Coordinado responsable	Instalación a monitorear	Estado actual
1	SING – Norte	Lagunas	Transelec	Barra BP1 220kV (*)	E/S
2		Tarapacá	Transelec	Barra BP1 220kV (*)	E/C
3		Collahuasi	CMDIC	Línea Encuentro – Collahuasi 220kV C1	E/S
4	SING – Centro	Crucero	ENGIE	Barra BP1 220kV (*)	E/S
5		Tocopilla	ENGIE	Barra BP1 220kV (*)	E/C
6	SING – Sur Cordillera	Angamos	AES GENER	Línea Angamos – Laberinto 220kV C2	E/S
7		Domeyko	MEL	Línea Domeyko – Laguna Seca 220kV	E/S
8				Línea Domeyko – Puri 220kV	E/C
9		Atacama	Transelec	Barra BP1 220kV (*)	E/C
10		Andes	AES GENER	Línea Andes – Salta 345kV	E/S
11				Barra BP1 345kV (*)	E/C
12		Salta	AES GENER	Línea Andes – Salta 345kV	E/S

(*): La PMU instalada solo se encuentra habilitada para monitorear tensión y frecuencia.

Tabla 3.2 Puntos actuales de monitoreo SIC I: Implementado, **E/C**: En Construcción, **E/S**: En Servicio.

N° PMU	Zona	S/E	Coordinado responsable	Instalación a monitorear	Estado actual
1	SIC Norte	Diego de Almagro	Transec	Diego de Almagro – Carrera Pinto 220kV C1	E/C
2		Cardones	Eletrans	Cardones – Diego de Almagro 220kV C1	I
3		Maitencillo	Guacolda	Maitencillo – Guacolda 220kV C1	I
4			Transec	Maitencillo – P. Colorada 220kV C1	E/C
5			Transec	Maitencillo – P. Colorada 220kV C2	E/C
6		P. de Azúcar	Transec	Pan de Azúcar – Don Goyo 220kV	E/C
7			Transec	Pan de Azúcar – La Cebada 220kV	E/C
8	SIC Centro	Nogales	Transec	Nogales – Quillota 220kV C1	E/C
9		San Luis	Transquillota	San Luis – Quillota 220kV C1	E/C
10		Polpaico	Transec	Polpaico – Alto Jahuel 500kV	E/C
11		Lo Aguirre	Transec	Lo Aguirre – Alto Jahuel 500kV	E/C
12		Alto Jahuel	Transec	ATR6 Lado 154kV	E/C
13			Transec	Ancoa – Alto Jahuel 500kV C1	E/C
14			Transec	Ancoa – Alto Jahuel 500kV C2	E/C
15			AJTE	Ancoa – Alto Jahuel 500kV C3	E/C
16	SIC 154kV	Itahue	Transec	Itahue – Curillinque 154kV	E/C
17			Transec	ATR4 Lado 154kV	E/C
18		Tinguiririca	Transec	Tinguiririca – La Higuera 154kV C2	E/C
19			Transec	Tinguiririca – Tap Malloa 154kV C1	E/C
20			Transec	Tinguiririca – Tap Malloa 154kV C2	E/C
21	SIC Sur	Colbún	Colbún Transmisión	Colbún – Candelaria 220kV C1	E/C
22		Ancoa	Transec	Ancoa – Pehuenche 220kV C1	E/C
23			AJTE	Ancoa – Alto Jahuel 500kV C4	E/C
24		Charrúa	Transec	Charrúa – Pangue 220kV	E/C
25			Transec	Charrúa – Antuco 220kV C1	E/C
26			Transec	Charrúa – Palmucho 220kV	E/C
27			Transec	Charrúa – Ancoa 500kV C1	E/C
28		Valdivia	Transec	Valdivia – Pichirrahue 220kV	E/C
29		Puerto Montt	Transec	Puerto Montt – Canutillar 220kV C1	E/C
30	Interconexión SIC-SING	Nueva P. de Azúcar	ISA	N. Pan de Azúcar – Polpaico 500kV C1	E/C
31		Nueva Maitencillo	ISA	N. Maitencillo – N. Pan de Azúcar 500kV C2	E/C
32		Nueva Cardones	ISA	N. Cardones – N. Maitencillo 500kV C1	E/C
33		Cumbres	TEN	Cumbres – N. Cardones 500kV C2	E/C
34		Los Changos	TEN	Los Changos – Cumbres 500kV C1	E/C

3.3 Arquitectura SING

La red WAMS del SING presenta una arquitectura centralizada, constituida por un PDC Regional ubicado en S/E Crucero, y un conjunto de 7 equipos PMU operativos, además de 5 equipos PMU en proceso de implementación.

Los enlaces de comunicaciones utilizados para la Red WAMS del SING corresponden en general a enlaces MPLS comerciales y a infraestructura propietaria de los Coordinados.

Cabe destacar que el protocolo para la transferencia de datos fasoriales corresponde al estándar IEEE C37-118.

En el PDC de Crucero se encuentra instalada la plataforma WAProtector, la cual cuenta con las siguientes aplicaciones principales:

- Detector de oscilaciones de baja frecuencia
- Detector de isla
- Detector de niveles (altos/bajos) de voltaje y corriente
- Detector de estabilidad de tensión
- Cálculo online de parámetros de líneas de transmisión.

De las siete PMU implementadas que reportan al PDC de Crucero, seis se encuentran en el SING y una en el Sistema Eléctrico Argentino (SADI). La Figura 3.1 muestra la arquitectura actual de la red WAMS del SING.

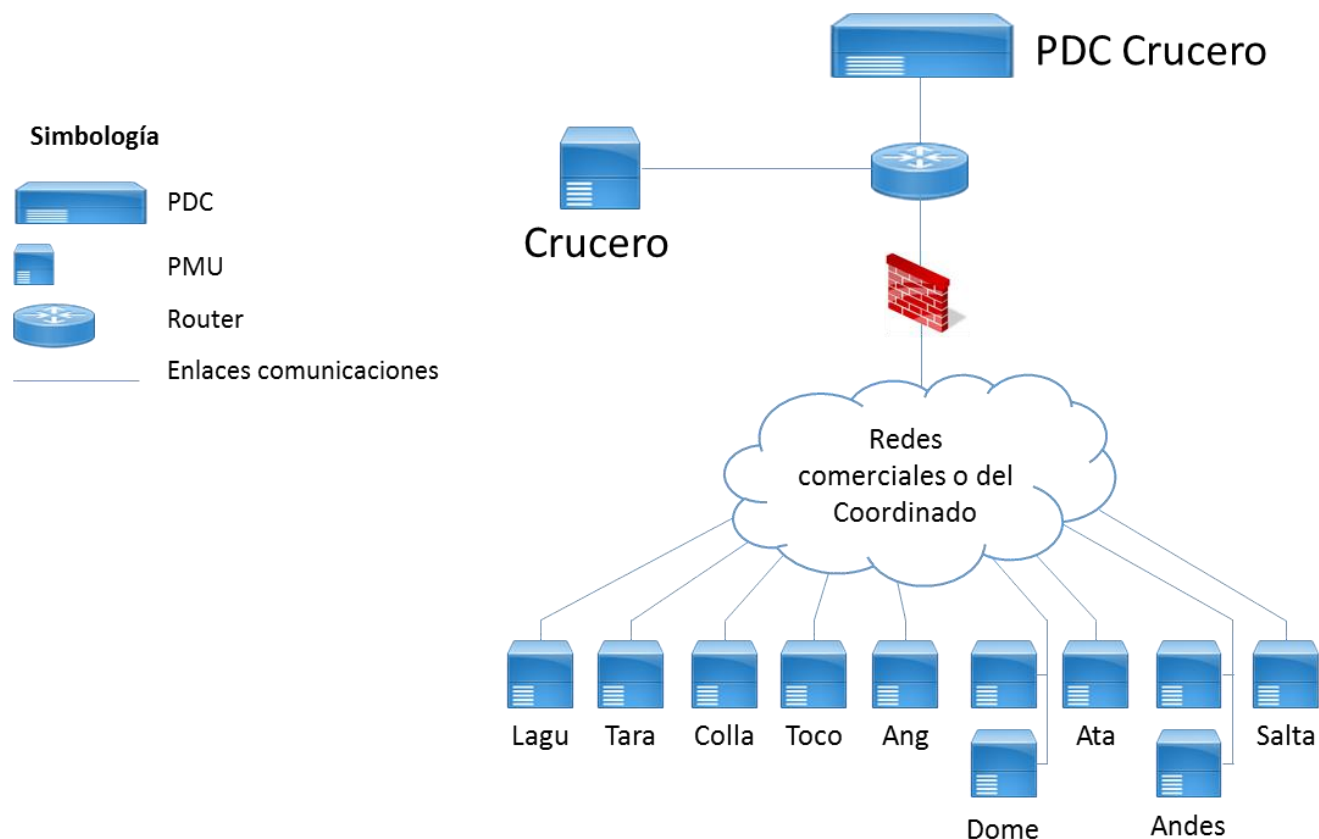


Figura 3.1 Diagrama esquemático de la arquitectura de la plataforma WAMS del SING

3.4 Arquitectura SIC

La red WAMS del SIC fue definida en el primer estudio para la implementación del MMF publicado en enero de 2016, consistiendo en una arquitectura distribuida con un PDC Corporativo ubicado en el datacenter de Movistar Apoquindo, y cuatro PDC Locales ubicados en las SS/EE Maitencillo, Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa. Estos PDC reciben los datos de las PMU de las zonas Norte, Centro-Norte, Centro-Sur y Sur del SIC, respectivamente, y sus únicas funciones son de almacenamiento de los datos y comunicación de datos al PDC Corporativo.

En el PDC Corporativo se encuentra instalada la plataforma WAProtector, la cual cuenta con las siguientes aplicaciones principales:

- Detector de diferencia angular
- Detector de oscilaciones de baja frecuencia
- 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
- Detector de desbalances de tensión y corrientes
- Detector de cortocircuitos
- Ubicación de cortocircuitos.

Esta arquitectura privilegia la flexibilidad y expansibilidad de la red y otorga niveles básicos de confiabilidad y disponibilidad de la información. El protocolo de comunicación corresponde al estándar IEEE C37.118. La Figura 3.2 muestra la arquitectura actual de la red WAMS del SIC.

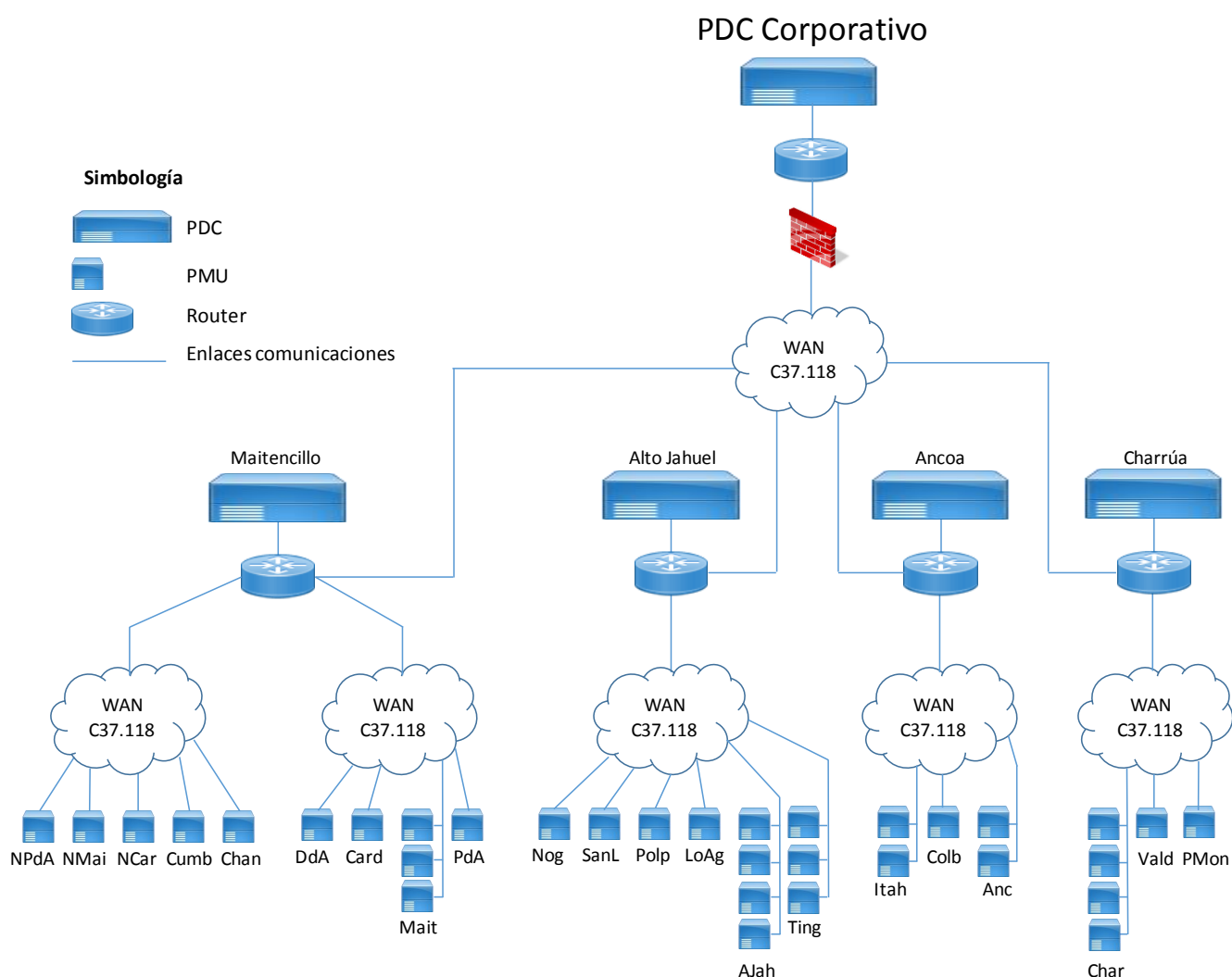


Figura 3.2 Diagrama esquemático de la arquitectura de la plataforma WAMS del SIC

4 Requerimientos de nuevos puntos de monitoreo

4.1 Plan de Obras 2017-2018

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. Por lo tanto, a partir del estado actual del sistema, se considerarán y evaluarán todas las obras declaradas en construcción ante la CNE al 30 de junio de 2017, y con una fecha de puesta en servicio hasta el 31 de diciembre de 2018, para efectos de determinar la existencia de fenómenos que deban ser observados mediante la red WAMS.

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 en Tap-Off, el seccionamiento de circuitos de una línea del troncal o nuevas subestaciones que modifican la topología de líneas con PMU existentes.

Por otra parte, se identificaron los proyectos de generación con potencia instalada mayor a 200 MW o que se ubican en grandes centros de generación.

Finalmente, se actualizaron los proyectos de interconexión SING-SIC para monitorear las transferencias y el comportamiento de los fenómenos oscilatorios que se pudiesen presentar en esa interconexión.

A continuación, se presenta la lista de las obras de generación y transmisión que se considerarán en el análisis, y que tienen fecha de puesta en servicio hasta el 31 de diciembre de 2018.

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	Fecha Estimada Entrada en Operación	Potencia Neta Total [MW]	Punto de Conexión
Engie Energía Chile S.A.	Termoeléctrica Infraestructura Energética Mejillones (IEM1)	15-feb-2018	1-jul-2018	375	SE TEN 220kV
Departamento de Proyectos (Ingeniería y Montaje Eléctrico)	Planta Solar fotovoltaica Doña Carmen	27-feb-17	En Pruebas	34.92	C1 Línea Nogales - Los Vilos 220 kV
Central El Campesino S.A.	Termoeléctrica Central El Campesino	21-jun-18	02-nov-18	630	S/E Entre Ríos

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 Estimada de Interconexión	Fecha Estimada Entrada en Operación	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Neta Total [MW]	Punto de Conexión
INTERCHILE S.A.	Línea 2x220kV Encuentro Lagunas	23-may-17	30-jun-17	220	290	S/E Encuentro
TRANSELEC	LT 2x220kV Los Changos - Kapatur	30-oct-17	30-dic-17	220	1500	Los Changos
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SING S/E Kimal	30-ene-18	28-feb-18	220	500	S/E Crucero - S/E Encuentro
SunEdison	Seccionamiento del segundo circuito Lagunas - Crucero 2x220 kV en S/E María Elena	30-sep-18	01-sep-18	220		Seccionamiento del segundo circuito Lagunas - Crucero 2x220 kV en SE María Elena
Transelec S.A.	Nueva SE Seccionadora Quillagua 220 kV	30-sep-18	01-sep-18	220		Nueva SE Seccionadora Quillagua 220 kV (circuito Lagunas - Crucero 2x220 kV)
TRANSELEC	S/E Rahue	15-jun-15	16-ene-17	220	0	Seccionar el circuito N°2 de la línea 2x220 kV Valdivia - Puerto Montt en la subestación Rahue 220 kV
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Sistema de Transmisión 500 kV Mejillones - Cardones	30-jun-17	02-ago-17	500	1500	S/E Mejillones – S/E Cardones
INTERCHILE S.A.	Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500kV	03-nov-17	01-dic-17	500	1500	S/E Nueva Cardones –S/E Nueva Maitencillo
INTERCHILE S.A.	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500kV	04-dic-17	25-dic-17	500	1500	S/E Nueva Maitencillo – S/E Nueva Pan de Azúcar
INTERCHILE S.A.	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500kV	18-dic-17	15-ene-18	500	1500	S/E Nueva Pan de Azúcar – S/E Polpaico
Eletrans	Nueva Línea 2x220 Ciruelos - Pichirropulli: Tendido del primer circuito		01-may-18	220		Nueva Línea 2x220 Ciruelos - Pichirropulli: Tendido del primer circuito
Eletrans	Nueva Línea 2x220 Ciruelos - Pichirropulli: Tendido Segundo circuito		01-may-18	220		Nueva Línea 2x220 Ciruelos - Pichirropulli: Tendido Segundo circuito

Nombre Empresa	Nombre Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Fecha Estimada Entrada en Operación	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Neta Total [MW]	Punto de Conexión
Transelec S.A.	Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico - Alto Jahuel 2x500 kV en SE Lo Aguirre 500 kV		01-sep-18	500		Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico - Alto Jahuel 2x500 kV en SE Lo Aguirre 500 kV
TRANSELEC	S/E Entre Ríos (Nueva Charrúa) y línea 2x220 kV Charrúa - Nueva Charrúa	07-dic-17	22-oct-18	220	1000	Patio de 500 kV en interruptor y medio con espacio para ocho diagonales.

4.2 Puntos a monitorear definidos a partir de Estudios según Norma Técnica

A partir de los estudios vigentes requeridos por el Capítulo 6 de la NT SyCS elaborados para los sistemas SING y SIC, y de los diversos estudios realizados que abordan la operación interconectada de los Sistemas SING y SIC, se seleccionaron las ubicaciones del equipamiento PMU necesarias para monitorear los diversos fenómenos.

Adicionalmente, se identificaron otros fenómenos, como oscilaciones de tensión y potencia, detectados en la operación real, con los cuales se definieron las ubicaciones de algunas PMU durante el estudio para la Implementación del MMF del año 2016.

4.2.1 Estabilidad de tensión

En los Estudios de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST) vigentes se determinaron las máximas transferencias post-contingencia por el sistema de transmisión troncal (ahora sistema de transmisión nacional). Particularmente en aquellas líneas largas se realizaron sensibilizaciones mediante el aumento de transferencias, determinándose sus límites por estabilidad de tensión.

En el ERST del SING no se establecen condiciones post-contingencia que presenten inestabilidad de tensión. Si bien se precisan restricciones operativas, estas son verificables mediante el sistema de información en tiempo real (SITR). Además, para efectos de este estudio no se consideran las restricciones de operación bajo mantenimiento.

En el ERST del SIC se establecen las transferencias máximas por estabilidad de tensión para las líneas de gran longitud (>100 km), así como por regulación de tensión en los extremos de dichas líneas. En la Tabla 4.3 se muestran aquellos tramos con límites en condición post contingencia para las zonas Norte, 500kV y Sur del SIC.

Tabla 4.3 : Líneas del SIC con restricciones de transferencias que presentan condiciones de inestabilidad de tensión post-contingencia

Tramo	Circuito	Cap. Elementos Serie [MVA]	Máx. Tranf por Est. de tensión [MW]	Máx. Tranf por Reg. de tensión [MW]	Contingencia
Pan de Azúcar – Pta. Colorada 220kV	C1	197	421	400	Falla Pan de Azúcar – Pta. Colorada 220kV C1 o C2
	C2	197			
Nogales – Los Vilos 220kV	C1	224	279	253	Falla 1 unidad Guacolda
	C2	224	279	253	
Ancoa – Alto Jahuel 500kV	C1	1606	566	548	Desconexión intempestiva de C. Nueva Renca
	C2	1663	657	634	
	C3	1663	586	568	
	C4	1663	586	568	
Charrúa – Ancoa 500kV	C1	1663	1038	990	
	C2	1663	1037	989	
Valdivia – Rahue 220kV	C1	183	239	202	Falla 1 unidad C. Canutillar, CER Pto. Montt F/S
	C2	145			
Rahue – Puerto Montt 220kV	C1	183	162	128	
	C2	145			

Se analizan a continuación los tramos mencionados en la Tabla 4.3, evaluando en cada caso la existencia y necesidad de puntos de monitoreo adicionales que permitan observar estos fenómenos.

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

Este tramo presenta un límite de estabilidad de tensión de 421 [MW] ante la falla en uno de los dos circuitos. Considerando que el sistema de transmisión nacional de la zona norte entre Cardones y Los Vilos opera con criterio N-1 ajustado debido a la existencia del automatismo de control de transferencias de la zona norte del SIC, es relevante monitorear el comportamiento de la tensión entre las SSEE Pan de Azúcar y Punta Colorada.

Este tramo no se encuentra considerado en el estudio para implementación del MMF 2016. Se considera por lo tanto necesario incluir una nueva unidad PMU para monitorear la tensión en S/E Punta Colorada, paño J4/J5 (Pan de Azúcar – Punta Colorada C1).

- **Tramo Nogales – Los Vilos 2x220kV**

Este tramo presenta un límite de estabilidad de tensión de 559 [MW] ante la desconexión intempestiva de una unidad de central Guacolda. Por el mismo motivo que en el tramo Pan de Azúcar – Punta Colorada, se considera relevante observar el comportamiento de la tensión y la diferencia angular entre las SSEE Nogales y Los Vilos.

Existe actualmente una unidad PMU ubicada en S/E Nogales en el paño de la línea Nogales – Quillota C1. Sin embargo, no se posee lectura de tensión en S/E Los Vilos ni de algún circuito del tramo Nogales – Los Vilos 220

kV. Se considera por lo tanto necesario incluir una nueva unidad PMU en S/E Los Vilos, paño J2 (Línea Nogales – Los Vilos C2), así como una PMU en S/E Nogales, paño J7/J8 (Línea Nogales – Los Vilos C1).

- **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 (Futuro Charrúa – Entre Ríos – Ancoa)**

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 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 Valdivia – Rahue 2x220kV (Futuro Valdivia – Pichirropulli – Rahue)**

Este tramo presenta limitaciones por regulación de tensión ante la desconexión intempestiva de una unidad de central Canutillar, estando la otra unidad en servicio y el CER de Canutillar fuera de servicio. Estos límites son menores al límite por estabilidad de tensión post-contingencia.

La PMU existente, ubicada en S/E Valdivia, permite monitorear la tensión, así como el flujo en circuito 2 de la línea. Se considera, por lo tanto, necesario implementar una PMU en S/E Rahue, paño J2 (Valdivia – Rahue C1) para observar la diferencia angular en la tensión de ambos extremos. Esto, además, complementa la existencia de la PMU existente que monitorea el otro circuito.

Se destaca que durante el 2017 entra en operación la S/E seccionadora Pichirropulli y la línea Ciruelos – Pichirropulli 2x220 kV, modificando la topología existente.

- **Tramo Rahue – Puerto Montt 2x220kV**

Este tramo presenta limitaciones por regulación de tensión ante la desconexión intempestiva de una unidad de central Canutillar, estando la otra unidad en servicio y el CER de Puerto Montt fuera de servicio. Estos límites son menores al límite por estabilidad de tensión post-contingencia.

Existe una PMU en S/E P. Montt, paño J3 (P. Montt – Canutillar C1), que permite observar la tensión en este nodo. Con esto, se requiere una PMU en S/E Rahue, la cual ya fue definida para monitorear el tramo Valdivia – Rahue.

En la Tabla 4.4 se resumen los tramos que presentan limitaciones por estabilidad o regulación de tensión, y se detalla la implementación de la nueva PMU asociada para el monitoreo de tensión:

Tabla 4.4 Tramos con restricciones de transferencia y ubicación de los nuevos puntos de monitoreo

Área	Tramo	Estado actual PMU	Ubicación PMU
SIC Norte	P. de Azúcar – P. Colorada 2x220kV	NO	J4/J5 de S/E Punta Colorada
		E/C	J3 de S/E Pan de Azúcar
		E/C	J4 de S/E Pan de Azúcar
	Los Vilos – Nogales 2x220kV	NO	J2 de S/E Los Vilos
		NO	J7/J8 de S/E Nogales
SIC Sur	Valdivia – Rahue 2x220kV	E/C	J3 de S/E Valdivia
	Rahue – P. Montt 2x220kV	NO	J2 de S/E Rahue

4.2.2 Estabilidad angular de pequeña señal

A partir de los resultados del Estudio 4 “Análisis de pequeña señal y ajuste de PSS”, del Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados, encargado por el Coordinador Eléctrico Nacional, se destaca lo siguiente:

Considerando los sistemas SIC y SING interconectados a través de las obras de 500 kV que debieran estar en servicio durante el año 2018:

- Todos los modos naturales del sistema asociados a unidades homologadas resultan estables.
- La interconexión SIC – SING deriva en la aparición de un modo interárea cuyas características son dependientes de la condición de vinculación y del escenario operativo.

- Los escenarios que imponen una mayor exigencia al modo SIC-SING en términos de frecuencia y amortiguamiento son aquellos con transferencias en sentido SING→ SIC en condiciones de hidrología seca con demanda alta, especialmente en ausencia de fuentes ERNC.
- En condiciones normales y según el escenario de operación, el modo interárea tienen una frecuencia mínima de 0,5 Hz y amortiguamientos de alrededor de un 7,2% y superiores. Esto implica que el modo resulta teóricamente estable, pero no cumple, en todas las condiciones, los parámetros de desempeño dinámico establecidos por la NT SyCS (amortiguamiento mayor a 10%).

Considerando lo anterior, se realizaron simulaciones mediante PowerFactory con el objetivo de comprobar que con las PMU dispuestas en las ubicaciones actuales es posible observar dichos fenómenos oscilatorios, por lo que se concluye que para la detección de este fenómeno no se requieren unidades adicionales. En el punto 6.4 del Anexo, se muestra una de las simulaciones realizadas donde se pueden visualizar los fenómenos señalados.

4.2.3 Control de tensión

En los estudios de Control de Tensión (ECT) vigentes y los estudios de interconexión para la operación, se determinaron las barras más débiles en cada área de los sistemas SIC y SING, (operando aislados e interconectados), tanto para condiciones de pre contingencia y post contingencia. En todas las condiciones y escenarios analizados se cumple con los límites de tensión establecidos en la NT SyCS, sin embargo, cabe considerar que frente a determinadas contingencias pueden estar indisponibles los recursos necesarios para el control de tensión, por lo tanto, es necesario evaluar e implementar PMU en las barras más débiles de cada área.

En el estudio de Control de Tensión del SING, el sistema se divide en tres zonas para el análisis y determinación de las barras más débiles en condiciones de pre y post contingencia:

En la Zona Norte, en estado pre y post contingencia la barra más débil corresponde a Parinacota 220 kV, por lo que es necesario implementar una PMU en dicha barra para monitorear la tensión, particularmente en aquellos casos en que no se cuente con el aporte de reactivos de la central CTTAR frente a una contingencia en las líneas de 220 kV.

En la Zona Centro, en estado pre y post contingencia la barra más débil corresponde a El Abra 220 kV. Para el monitoreo de tensión en dicha barra se cuenta con equipos de medida implementados en la barra 220 kV de S/E Crucero.

En Zona Sur Cordillera, en estado pre y post contingencia la barra más débil corresponde a Esmeralda 220 kV. Para visualizar la tensión en dicha barra, se cuenta con equipos de medida en la barra 220 kV en S/E Atacama.

En el estudio de Control de Tensión del SIC, el sistema se divide en cinco áreas para el análisis y determinación de las barras más débiles en condiciones de pre y post contingencia:

En el Área Norte, la barra más débil pre contingencia corresponde a Las Palmas 220 kV y en caso de post contingencia corresponde a Diego de Almagro 220 kV. Al respecto, se está implementando una PMU en el paño J1 de S/E Diego de Almagro, la cual mide la tensión en la barra.

En el Área de la Quinta Región, la barra más débil pre y post contingencia corresponde a Las Vegas 110 kV. En el caso de que no se cuente con el aporte de reactivos de la central Ventanas, Nueva Ventanas o Campiche frente a una contingencia severa como la falla de la línea 110 kV Quillota – San Pedro o de la central Ventanas 2, es necesario implementar una PMU en dicha barra para visualizar la tensión.

En el Área Centro, en el sistema de 220 kV la barra más débil pre contingencia corresponde a Quillota o Lo Aguirre, mientras que en post contingencia corresponde a Lo Aguirre 220 kV. En el sistema de 500 kV la barra más débil en operación normal corresponde a Lo Aguirre o Charrúa, y en estado post contingencia, la barra más débil es Lo Aguirre 500 kV. En el sistema de 154 kV la barra más débil en condiciones normales y post contingencia corresponde a la S/E Punta Cortés 154 kV.

Con respecto a las barras en Lo Aguirre, la tensión se visualiza con la PMU ubicada en S/E Lo Aguirre 500 kV. Con respecto al sistema centro de 154 kV, las PMU ubicadas en la S/E Tinguiririca, paños A9 y A10, registran los fasores de tensión en la línea 154 kV Tinguiririca – Tap Malloa.

En el Área de Concepción, en estado pre y post contingencia las barras más débiles corresponden a Coronel 154 kV o Concepción 154 kV, dependiendo de la operación de la Central Bocamina. Por lo tanto, es necesario implementar una PMU en Coronel 154 kV y Concepción 154 kV para visualizar la tensión, en el caso de que no se cuente con el aporte de reactivos de la central Petropower o Bocamina frente a una contingencia severa como la falla de la línea 220 kV Charrúa – Concepción.

En el Área sur, en estado pre y post contingencia la barra más débil corresponde a la S/E Valdivia, mientras que post contingencia corresponde a la S/E Puerto Montt. Al respecto, con la ubicación de las PMU en el paño J3 de la S/E Valdivia y el paño J4 de S/E Puerto Montt, se registran las subtensiones en el área.

A continuación, se resumen las barras más débiles en condición de post contingencia por área, y se detalla la implementación de la PMU asociada para monitoreo de la tensión

Tabla 4.5 Barras débiles en condición post-contingencia por área

Área	Barra más débil	Estado actual PMU	Ubicación PMU
SING-Norte	Parinacota 220 kV	NO	Paño JT1 de S/E Parinacota
SING-Centro	El Abra 220 kV	E/S	Barra 220 kV de S/E Crucero
SING-Sur Cordillera	Esmeralda 220 kV	E/C	Barra 220 kV de S/E Atacama
SIC-Norte	Diego de Almagro 220 kV	E/C	J1 de S/E Diego de Almagro
SIC-V Región	Las Vegas 110 kV	NO	H4 de S/E Las Vegas
SIC-Centro 220 kV	Lo Aguirre 220 kV	E/C	K5/K6 de S/E Lo Aguirre
SIC-Centro 500 kV	Lo Aguirre 500 kV	E/C	K5/K6 de S/E Lo Aguirre

Área	Barra más débil	Estado actual PMU	Ubicación PMU
SIC-Centro 154 kV	S/E Punta Cortés 154 kV	E/C	A9 y A10 de S/E Tinguiririca
SIC-Concepción	Coronel 154 kV y Concepción 154 kV	NO	A3 de S/E Concepción y A1 de S/E Coronel
SIC-Sur	Puerto Montt 220 kV	E/C	J3 de la S/E Valdivia y J4 de S/E Puerto Montt

4.2.4 Plan de Recuperación de Servicio

Los estudios para Plan de Recuperación de Servicio (PRS) vigentes especifican 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 la frecuencia en cada isla o zona definida para el PRS, para la posterior sincronización con otra isla o el resto del sistema.

En el estudio de PRS del SING, el sistema se divide en cuatro zonas, dos de la cuales se dividen en áreas para la recuperación del servicio:

La Zona Norte comprende tres áreas para el PRS, Arica, Iquique y Tarapacá. En esta zona, las PMU instaladas en S/E Lagunas y en S/E Tarapacá monitorean la frecuencia en el Área de Tarapacá y en general en la Zona Norte.

En la Zona Centro se monitorea la frecuencia con las PMU instaladas en S/E Crucero y en S/E Tocopilla.

La Zona Sur comprende dos áreas para el PRS, Capricornio y O'Higgins. Al respecto, se concluye que es necesario instalar e implementar un equipo PMU para monitoreo de frecuencia en el Área Capricornio, debido a que, dentro de las opciones de maniobras de recuperación, el Área de Capricornio como isla puede interconectarse con la Zona Centro sin sincronizar previamente con el Área O'Higgins. Por lo tanto, debido a que se instalará una PMU en S/E Chacaya para control de transferencias, se habilitará también para el monitoreo de frecuencia en el Área Capricornio. Con respecto, al Área O'Higgins, se encuentra instalada una PMU en S/E Domeyko hacia S/E Puri, la cual se instaló para monitorear los problemas de tensión y recuperación de reactivos de la zona, y se utilizará para el monitoreo de frecuencia.

En la Zona Cordillera la frecuencia es monitoreada con la PMU instalada en la subestación Angamos.

En el estudio de PRS del SIC, el sistema se divide en cuatro zonas, de las cuales algunas se dividen en áreas para la recuperación del servicio:

La Zona de Diego de Almagro comprende tres áreas: Diego de Almagro, Maitencillo y Pan de Azúcar. En esta zona, se están implementando PMU monitoreando frecuencia en S/E Diego de Almagro en el paño J1 hacia Carrera Pinto, en S/E Maitencillo en los paños hacia Punta Colorada y Guacolda, y en S/E Pan de Azúcar en los paños hacia Don Goyo y la Cebada.

La Zona de la Quinta Región se divide en dos áreas denominadas: Área Costa y Área Valle. En el Área Costa, se están implementando dos PMU monitoreando frecuencia en S/E Nogales y San Luis hacia Quillota. Con respecto

al Área Valle, no se ha implementado una PMU para monitorear frecuencia en esta área, por lo tanto, debido a que se solicitará la implementación de una PMU en la S/E Las Vegas por control de tensión, también se habilitará para monitorear frecuencia.

La Zona Centro se divide en tres áreas: Área Cerro Navia, Área Alto Jahuel y Área Itahue. En esta zona, se están implementando PMU monitoreando frecuencia en el Área de Cerro Navia y Alto Jahuel. Para el área Cerro Navia, se están implementando PMU en S/E Polpaico y Lo Aguirre hacia Alto Jahuel, y para el área Alto Jahuel, en S/E Alto Jahuel hacia Ancoa y hacia Itahue, en S/E Colbún hacia Candelaria y en S/E Ancoa hacia Pehuenche y Alto Jahuel. Para el Área Itahue, se están implementando cinco PMU en las SS/EE Itahue y Tinguiririca, las cuales se habilitarán para el monitoreo de frecuencia en el área.

La Zona Sur por sus características presenta dos grandes áreas de consumos: Área Biobío y el Área Araucanía. En esta zona, se están implementando PMU monitoreando frecuencia en el Área Bío-Bío, con cuatro PMU en S/E Charrúa y en el Área Araucanía, con dos PMU en S/E Valdivia y Puerto Montt.

A continuación, en la Tabla 4.6 se resumen las divisiones de zonas y áreas para el PRS y la correspondiente PMU para el monitoreo de frecuencia en dicha área:

Tabla 4.6 Zonas y áreas para el PRS y puntos de monitoreo

Zona	Área	Estado actual PMU	Ubicación PMU
SING-Norte	Arica	E/C, E/S	Barras 220 kV de S/E Tarapacá y de S/E Lagunas
	Iquique		
	Tarapacá		
SING-Centro	---	E/S, E/C	Barras 220 kV de S/E Crucero y de S/E Tocopilla
SING-Zona Sur	Capricornio	NO	J1 de S/E Chacaya
	O'Higgins	E/C	J3 de S/E Domeyko
SING-Zona Cordillera	---	E/S	J5 de S/E Angamos
SIC-Diego de Almagro	Diego de Almagro	E/C	J1 de S/E Diego de Almagro
	Maitencillo	E/C	J3, J4 y J5 de S/E Maitencillo
	Pan de Azúcar	E/C	J3 y J4 de S/E Pan de Azúcar
SIC-V Región	Costa	E/C	J8 y J9 de S/E Nogales, J11 y J12 de S/E San Luis
	Valle	NO	H4 de S/E Las Vegas
SIC-Centro	Cerro Navia	E/C	K1 de S/E Polpaico, K5 y K6 de S/E Lo Aguirre
	Alto Jahuel	E/C	K6 de S/E Ancoa
	Itahue	E/C	AT4 de S/E Itahue
SIC-Sur	Bío-Bío	E/C	J1, J4, J24 y K1 de S/E Charrúa
	Araucanía	E/C	J3 de la S/E Valdivia y J4 de S/E Puerto Montt

4.2.5 Normalización de medidas en los puntos de monitoreo

Como parte de los criterios adoptados para el monitoreo de los diversos fenómenos y requerimientos del Coordinador, se requiere la medición de las tres tensiones fase-neutro, tres corrientes de líneas, frecuencia y tasa de cambio de la frecuencia.

Por otra parte, existen puntos de monitoreo exclusivos de tensión, a los cuales se procederá a realizar una asignación de un paño correspondiente, con el objetivo de monitorear flujos de potencia en líneas que son de interés particular para la operación del sistema.

A continuación, en la Tabla 4.7 se muestran los puntos de medida de corriente en las instalaciones a monitorear.

Tabla 4.7 Puntos de monitoreo que deben incorporar medidas de corriente

Zona	Ubicación PMU	Medida de corriente requerida	Instalación a monitorear
SING Norte	S/E Lagunas	J1 de S/E Lagunas	LT Crucero – Tap Off María Elena – Lagunas 220kV
	S/E Tarapacá	J3 de S/E Tarapacá	LT Tarapacá – Cóndores 220kV
SING – Centro	S/E Tocopilla	J6A de S/E Tocopilla	LT Tocopilla – Crucero 220kV C1
SING – Sur Cordillera	S/E Atacama	J3 de S/E Atacama	LT O’Higgins – Atacama 220kV C1

La PMU ubicada en S/E Andes se excluye de esta lista debido a que ya se tiene lectura de las señales requeridas en el paño de la línea Andes – Salta 345kV, por lo que se mantiene su configuración previa.

4.3 Ubicación de los puntos de monitoreo

A continuación, se presenta de forma esquemática la ubicación de todos los puntos de monitoreo en el Sistema Eléctrico Nacional, considerando el equipamiento definido en los estudios 2016, los nuevos puntos requeridos a partir del presente estudio, y la normalización de los puntos de monitoreo indicados en la Tabla 4.7. Los diagramas presentados son indicativos, y consideran los proyectos de generación y transmisión en servicio a diciembre de 2018. 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 entreguen según se indica en la Figura 4.1.

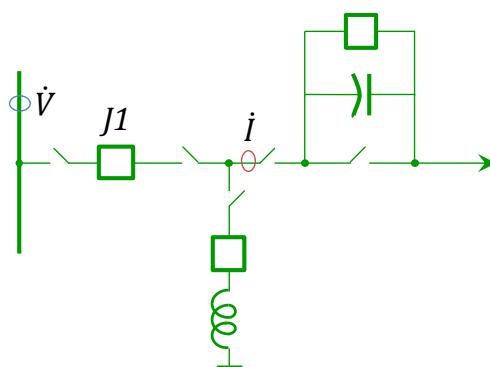


Figura 4.1 Medidas de tensión y corriente en caso de existir compensación serie y/o paralelo en el paño.

4.3.2 Zona SING

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

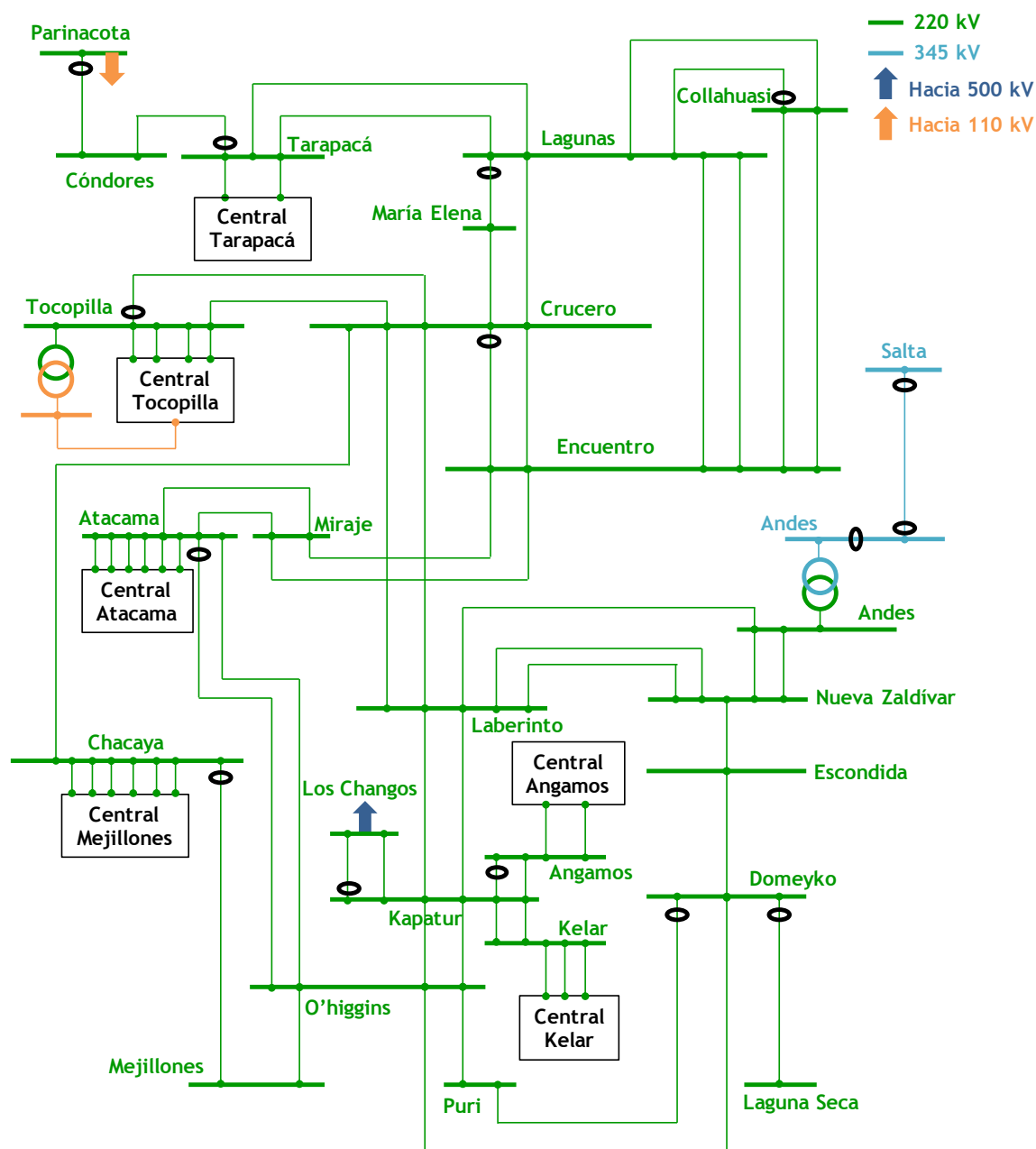


Figura 4.2 Ubicación de PMU en la Zona SING

4.3.3 Interconexión

En la Figura 4.3 se muestra la ubicación de los equipos PMU en las instalaciones de 500 kV correspondientes a las obras de interconexión.

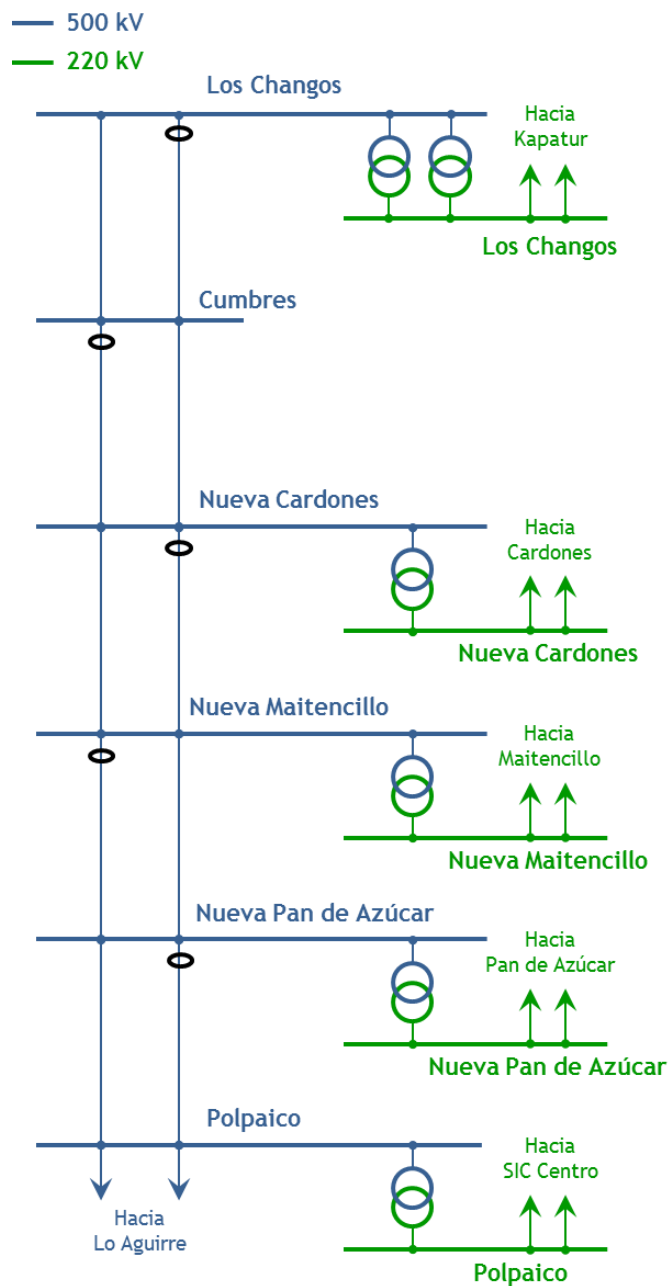


Figura 4.3 Ubicación de las PMU en la zona de Interconexión SING-SIC

4.3.4 Zona Norte SIC

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

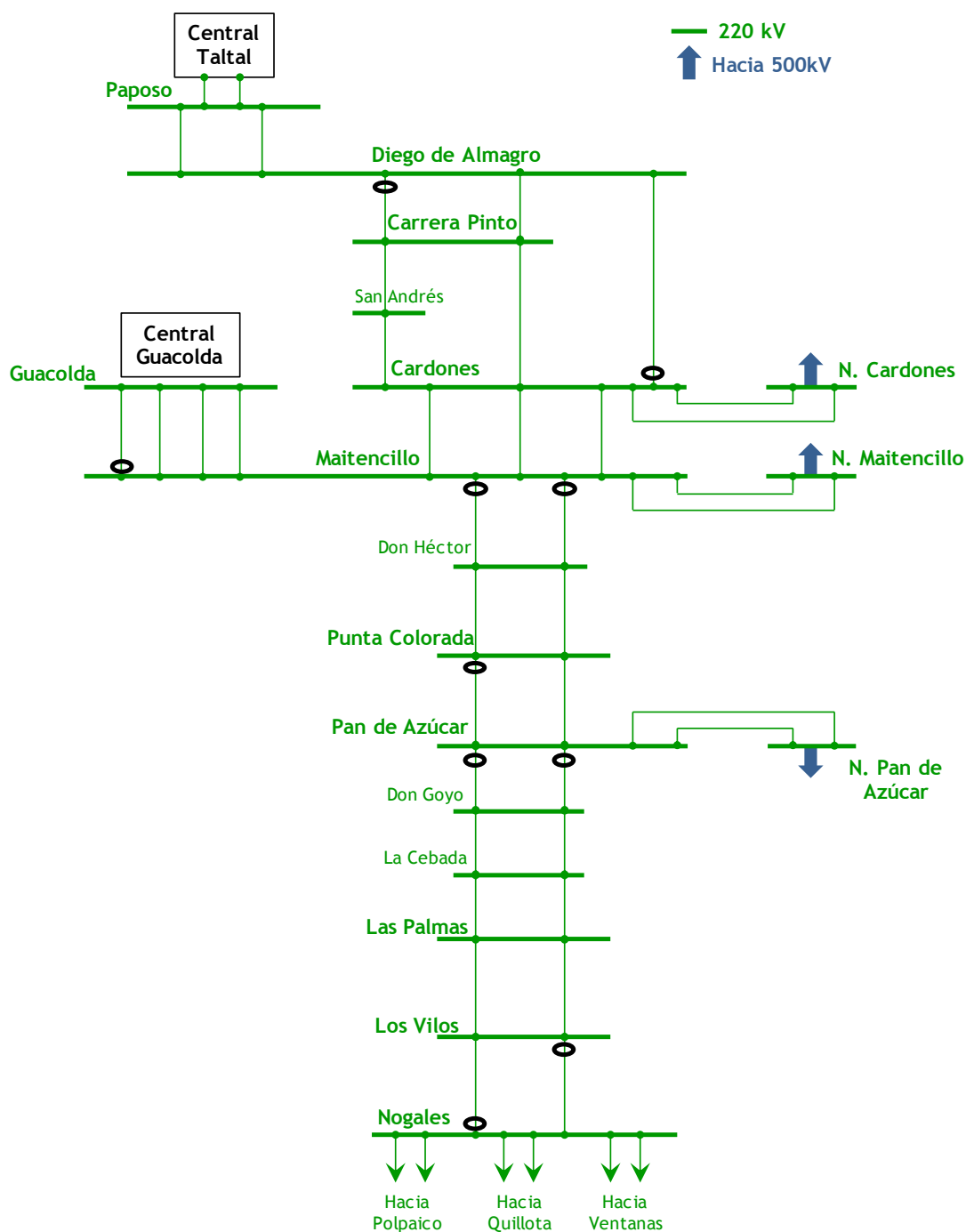


Figura 4.4 Ubicación de las PMU en la Zona Norte del SIC

4.3.5 Zona Centro SIC

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

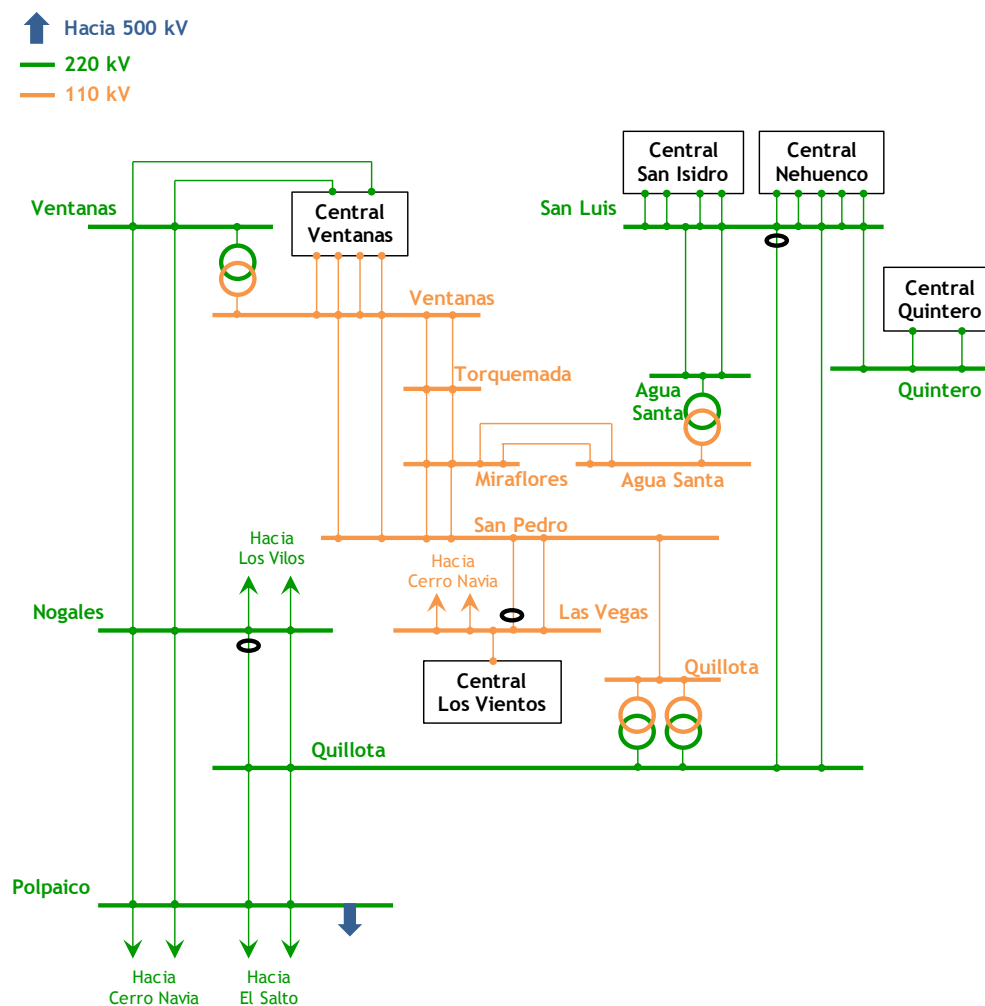


Figura 4.5 Ubicación de las PMU en la Zona Centro del SIC (Área de Quillota)

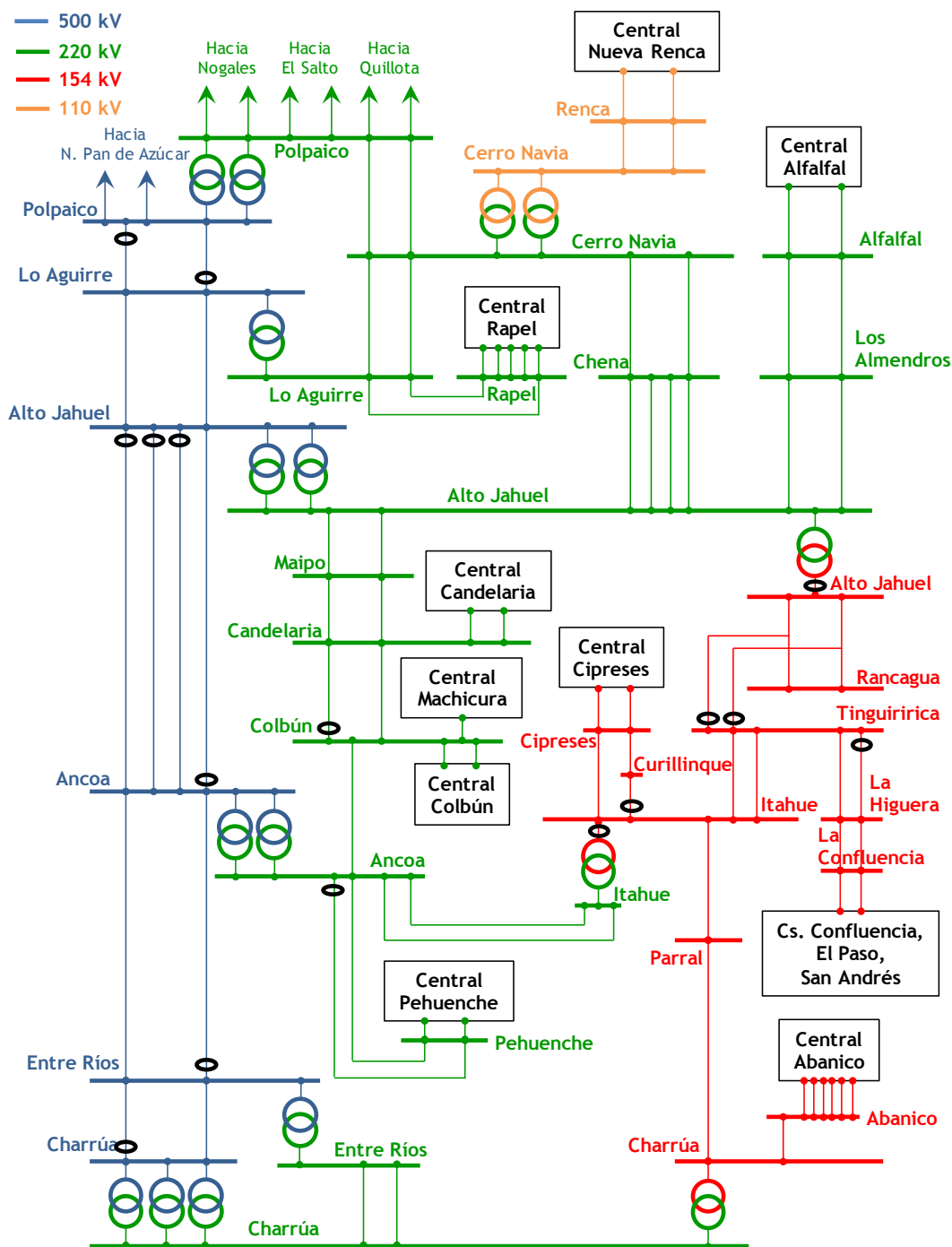


Figura 4.6 Ubicación de las PMU en la zona Centro del SIC

4.3.6 Zona Sur SIC

En la Figura 4.7 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Sur del SIC.

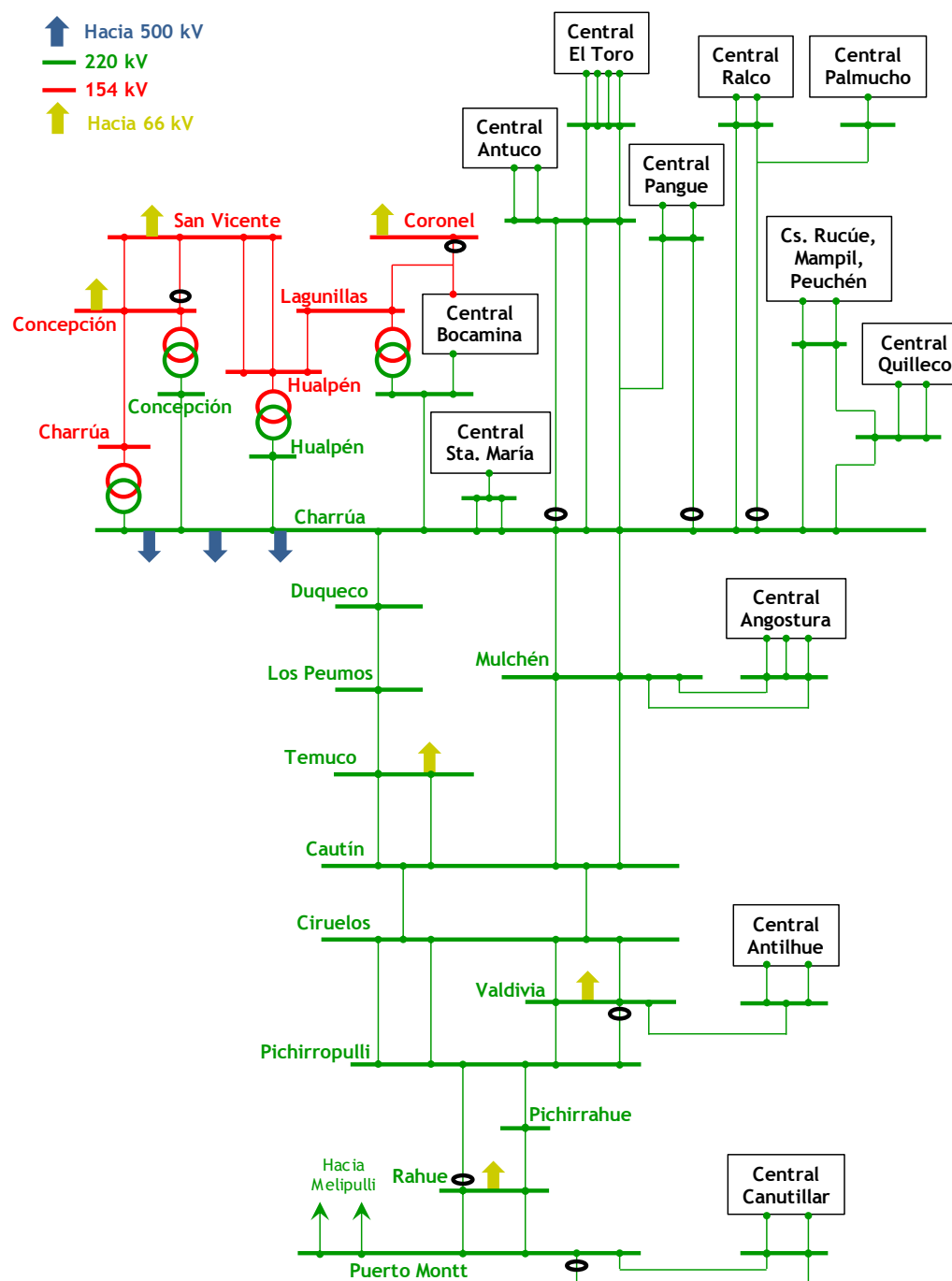


Figura 4.7 Ubicación de las PMU en la zona Sur del SIC

4.4 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 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.

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).

Finalmente, en el Anexo 6.1 se presentan los requerimientos mínimos definidos para los equipos PMU de la red WAMS del Coordinador.

4.5 Arquitectura de la red WAMS del Coordinador Eléctrico Nacional

En la Figura 4.8 se presenta la arquitectura distribuida de la red WAMS del Coordinador Eléctrico Nacional para el Módulo de Medición Fasorial. El sistema contará con un PDC Corporativo al que estarán reportando los cuatro PDC Locales y el PDC Regional de Crucero.

Tabla 4.8 Anchos de banda mínimos requeridos para los PDC Locales

PDC	PMU asociadas al PDC	Mínimo Técnico para requerimientos [Mbps]
Maitencillo	13	1.52
Alto Jahuel	13	1.52
Ancoa	5	0.59
Charrúa	10	1.17

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

4.7 Otros requerimientos

En caso 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.

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 a la red WAMS 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 Conclusiones

A continuación, se presenta una tabla resumen que muestra los puntos de monitoreo donde se deberán instalar nuevas PMU, identificando la instalación y fenómeno a monitorear y el correspondiente PDC al cual deberá comunicar cada unidad.

Tabla 5.1 Nuevos puntos de monitoreo de la red WAMS para el período 2017-2018.

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
SING Sur – Cordillera	Paño JT1 de S/E Parinacota	BP1 S/E Parinacota 220kV ATR 220/69/13,8 120/120/30 MVA	Frecuencia PRS (AGC)	Transemel	Crucero
	Paño J91/J92 de S/E Kapatur	BP1/BP2 S/E Kapatur 220kV LT Los Changos – Kapatur 220kV	Transferencias	Transelec	Crucero
	Paño J1 de S/E Chacaya	BP1/BP2 S/E Chacaya 220kV LT Chacaya – Mejillones 220 kV	Frecuencia PRS (AGC) Transferencias	Engie	Crucero
SING Centro	Paño J15 de S/E Crucero	BP1/BP2 S/E Crucero 220kV LT Crucero – Encuentro 220kV C1	Normalización	Transelec	Crucero
SIC Norte	Paño J4/J5 de S/E Punta Colorada	BP1/BP2 S/E Punta Colorada 220kV LT P. de Azúcar – P. Colorada 220kV C1	Est. de Tensión	Transelec	Maitencillo
	Paño J2 de S/E Los Vilos	BP1/BT Los Vilos 220kV (*) LT Los Vilos-Nogales 220kV C2	Est. de Tensión	Transelec	Maitencillo
	Paño J7/J8 de S/E Nogales	BP1/BP2 Nogales 220kV LT Los Vilos-Nogales 220kV C1	Est. de Tensión	Transelec	Alto Jahuel
SIC V Región	Paño H4 de S/E Las Vegas	BP1/BP2 Las Vegas 110kV LT Las Vegas – San Pedro 110kV C1	Est. de Tensión, Frecuencia PRS (AGC)	AES Gener	Alto Jahuel
SIC Concepción	Paño A3 de S/E Concepción	BP1/BT Concepción 154kV LT Concepción – San Vicente 154kV C1	Est. de Tensión	Transelec	Charrúa
	Paño A1 de S/E Coronel	BA Coronel 154kV LT Coronel – Bocamina 154kV (**)	Est. de Tensión	CGE	Charrúa
SIC Sur	Paño K13/K14 de S/E Entre Ríos (***)	BP1/BP2 Entre Ríos 500kV LT Entre Ríos – Ancoa 500kV C2	Transferencias (Frecuencia AGC)	Transelec	Charrúa
	Paño J2 de S/E Rahue	BP1/BP2 Rahue 220kV LT Pichirropulli – Rahue 220kV C1	Est. de Tensión	Transelec	Charrúa

(*): La S/E presenta una configuración de barra simple + barra de transferencia, por lo que la medida de redundancia debe venir de la BT.

(**): La S/E no presenta barra de transferencia en el nivel de tensión indicado, por lo que la medida de redundancia debe venir del TP del paño correspondiente.

(**): 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.

Por otro lado, se presentan a continuación las PMU que deben normalizar sus señales para incluir las medidas de corriente de línea, para el (o los) paño(s) que se indican.

Tabla 5.2 Lista de PMU que deben normalizar sus medidas de corriente

Zona	Ubicación PMU	Medida de corriente requerida	Instalación a monitorear	Coordinado
SING Norte	S/E Lagunas	Paño J1 de S/E Lagunas	LT Crucero – Tap Off María Elena – Lagunas 220kV	Transelec
	S/E Tarapacá	Paño J3 de S/E Tarapacá	LT Tarapacá – Cóndores 220kV	Transelec
SING – Centro	S/E Tocopilla	Paño J6A de S/E Tocopilla	LT Tocopilla – Crucero 220kV C1	ENGIE
SING – Sur Cordillera	S/E Atacama	Paño J3 de S/E Atacama	LT O'Higgins – Atacama 220kV C1	Minera Escondida Ltda. / Transelec (*)

(*) en este caso particular Minera Escondida deberá disponer de las señales de corriente del paño J3 de S/E Atacama en la PMU implementada por Transelec. Por su parte Transelec deberá integrar dichas señales en la PMU de su responsabilidad.

Cabe mencionar, finalmente, que todos los puntos de monitoreo definidos en los Estudios realizados el 2016 siguen siendo vigentes para la detección de fenómenos presentes en el Sistema Eléctrico Nacional y los requerimientos específicos del Coordinador.

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
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
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 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.

Requerimiento	Descripción
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 4.6 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 los pasos requeridos para la adecuada implementación del Módulo de Medición Fasorial.

6.4 Simulación para la detección de modos de oscilación

Con el objetivo de verificar que es posible detectar eventuales fenómenos oscilatorios mediante las PMU actuales, se realizaron simulaciones, mediante cortocircuitos trifásicos autodespejados y sin PSS, para excitar los modos de oscilación observados en el Estudio 4 “Análisis de pequeña señal y ajuste de PSS”, del Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados.

En la Figura 6.1 se muestra el comportamiento de los flujos de potencia en algunas de las líneas que poseen PMU. En esta se puede apreciar un modo de oscilación cercano a los 0,55 Hz, detectado a partir del análisis modal.

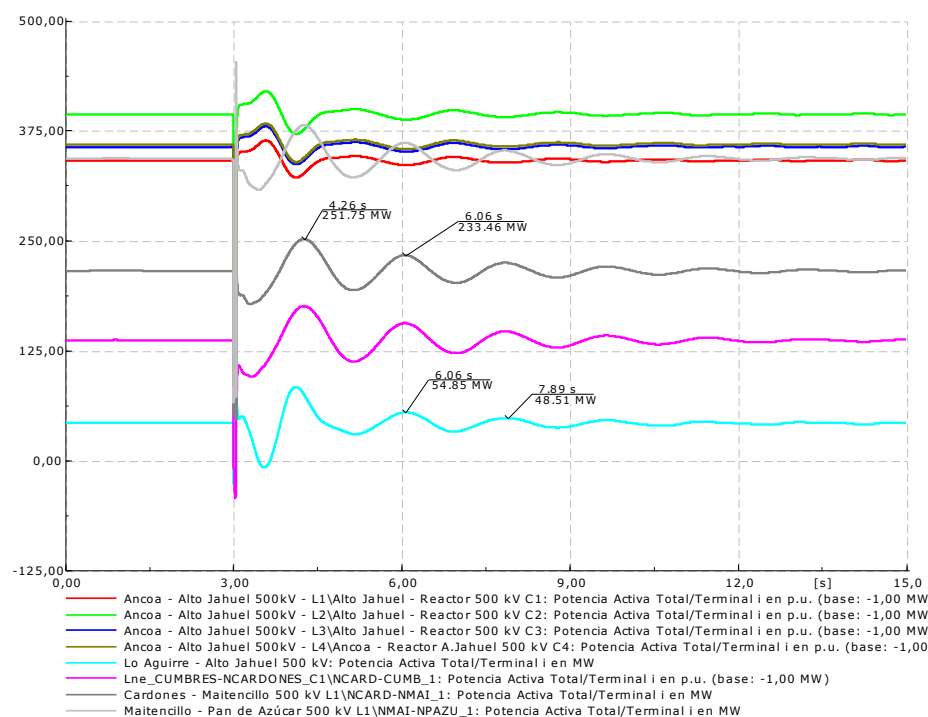


Figura 6.1 Detección de oscilaciones en puntos de monitoreo con PMU.

7 Referencias

Anexo Técnico de Sistema de Monitoreo (ATSM)

Estudios para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial, CDEC SING y CDEC SIC, julio 2016.

Estudios de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST), CDEC SING (octubre 2016) y CDEC SIC (agosto 2016).

Estudios de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, CDEC SING y CDEC SIC.

Estudios para Plan de Defensa contra Contingencias Extremas, CDEC SING y CDEC SIC.

Estudios para Plan de Recuperación de Servicio, CDEC SING y CDEC SIC.

Catastro de Proyectos de generación y transmisión SIC – SING publicado en junio de 2017 por el Coordinador Eléctrico Nacional.