



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA REACTIVA EN
SISTEMAS ZONALES Y PROPUESTA DE CRITERIOS PARA LA
COMPENSACIÓN EN SUBESTACIONES AT/MT**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELÉCTRICO**

PAULA FERNANDA GUERRA VALDES

PROFESOR GUÍA:
DENINSON FUENTES DEL CAMPO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ROGER MELLADO ZAPATA
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE
2018

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico.
POR: Paula Fernanda Guerra Valdés
FECHA: 22/01/2018
PROFESOR GUÍA: Deninson Fuentes del Campo

ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ZONALES Y PROPUESTA DE CRITERIOS PARA LA COMPENSACIÓN EN SUBESTACIONES AT/MT

Diversas prácticas internacionales tratan la compensación de reactivos de forma específica para el área de servicio en particular, delegando esta labor a las entidades encargadas de la distribución. Por otro lado, desde el punto de vista de la planificación y expansión del sistema, la compensación es considerada un aspecto crucial para planificar las redes dentro de los rangos de confiabilidad aceptados.

El objetivo principal de este trabajo radica en esto. Se busca desarrollar una metodología de análisis con el fin de obtener criterios de compensación de reactivos en el Sistema Zonal, y de este modo cumplir con los requerimientos específicos de los consumos y las topologías particulares. Para lograrlo, la metodología a seguir comienza con un análisis de la experiencia internacional en términos de tratamientos de reactivos la que sirve de base para realizar una comparación con la experiencia nacional, para luego utilizar el enfoque de análisis localizado en el sistema de 154-66 kV perteneciente al Sistema Zonal del sistema eléctrico chileno, el enfoque del análisis y objeto de estudio es el consumo interno reactivo de los equipos transformadores.

De la caracterización del sistema, y en específico considerando los transformadores, equipos con una demanda constante de reactivos, se obtiene una predominante tendencia en las capacidades y en la compensación de reactivos instalada, de 30 MVA y 2,5 MVAr respectivamente. La tendencia se mantiene al integrar los nuevos proyectos a entrar en operación al 2020, aumentando la capacidad transformadora en cerca de un 20%, sin embargo, la capacidad instalada de compensación solo se incrementa en un 12%.

Lo anterior provoca una carencia de compensación reactiva que se mantiene en el tiempo al no incluir nuevos proyectos de bancos de condensadores. El déficit de reactivos provocado por el consumo interno del transformador en comparación con la compensación reactiva instalada se mantiene en diferencias superiores al 100%. Estas razones dan pie para generar una propuesta de bancos de condensadores que compense el consumo interno reactivo de cada transformador. Para alcanzar este fin, se analiza el subconjunto de equipos de mayor predominancia e impacto de consumo interno en el sistema, cuya compensación se determina en base a su condición de máxima exigencia mediante datos temporales de potencia activa y reactiva.

Finalmente, la propuesta de compensación es validada mediante simulación de flujos de potencias y contingencias logrando evidentes mejoras en la cargabilidad de las líneas y transformadores del sistema. Demostrando la carencia de compensación reactiva de la zona y el impacto considerable del consumo interno reactivo de los equipos.

A mis padres.

Agradecimientos

Agradezco en primer lugar, a mis padres María Angélica y Rafael, por su esfuerzo y dedicación desde siempre para darles educación a sus hijas. Sin su apoyo este trabajo jamás hubiera sido posible.

A mi hermana Aileen por su paciencia por aguantar mis enojos y días malos.

Y a Eduardo por acompañarme en este camino, por ser mi pilar en momentos de languidez y por alegrarme con comida y buenas ideas.

Quiero también dar las gracias a mi profesor guía y co-guía, Deninson Fuentes y Roger Mellado, por la oportunidad que me brindaron, el apoyo que me mostraron para que pudiera realizar esta memoria con ellos y por la ayuda constante que me proporcionaron durante todo el transcurso del trabajo. Agradezco también a los ingenieros del departamento de planificación por incluirme en su grupo y por toda la ayuda prestada.

Finalmente quiero reconocer la compañía de los amigos que conocí durante mi transcurso en la universidad, de los que pocos permanecen, pero que sin ellos sobrevivir estos años hubiese sido imposible.

Tabla de Contenido

1.	Introducción.....	11
1.1	Motivación.....	11
1.2	Objetivos.....	12
1.2.1	Objetivo general.....	12
1.2.2	Objetivos específicos.....	12
1.3	Alcances.....	12
1.4	Metodología.....	13
1.4.1	Análisis Teórico y Levantamiento de Prácticas Internacionales.....	13
1.4.2	Caracterización del Sistema 154 kV.....	13
1.4.3	Análisis de la Caracterización.....	14
1.4.4	Propuesta de Compensación.....	14
1.4.5	Validación mediante DigSilent.....	14
2.	Elementos Teóricos Aplicables a la Compensación de Reactivos en Los Sistemas Zonales	15
2.1	Sistema Eléctrico de Potencia.....	15
2.1.1	Clasificación por Función.....	15
2.1.2	Clasificación por Nivel de Tensión.....	15
2.2	Potencia Eléctrica.....	16
2.3	Factor de Potencia.....	19
2.4	Consumos.....	20
2.4.1	Demanda.....	20
2.4.2	Factor de Diversidad.....	20
2.4.3	Factor de Coincidencia.....	21
2.5	Impacto de Reactivos en el Sistema.....	21
2.6	Compensación de Reactivos.....	21
2.6.1	Compensación Shunt.....	22
2.6.2	Compensación Serie.....	25
2.7	Transformador de Poder.....	25
2.7.1	Principio de Funcionamiento.....	25
2.7.2	Modelo Equivalente Monofásico.....	26
2.7.3	Refrigeración.....	27
2.7.4	Consumo Interno.....	28

2.7.5	Cambiadores de Derivación.....	29
3.	Análisis del Marco Regulatorio y Normativas Chilenas	30
3.1	Ley General de Servicios Eléctricos	30
3.1.1	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.....	32
3.1.2	Servicios Complementarios.....	32
3.2	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	34
4.	Benchmarking de Prácticas Nacionales e Internacionales	36
4.1	Prácticas Internacionales: Recomendaciones para Entidades en Jurisdicción de NERC 36	
4.1.1	Estrategias y Prácticas Recomendadas por la “Reliability Guideline: Reactive Power Planning”	37
4.1.2	Tratamiento de Reactivos en Estados Unidos	41
4.2	Prácticas en Chile.....	50
4.2.1	Enel.....	50
4.2.2	Saesa.....	52
5.	Análisis del Sistema de Transmisión Zonal entre Subestación Alto Jahuel y Charrúa.....	54
5.1	Sistema de 154 kV y sus Requerimientos de Reactivos	54
5.1.1	Totalización de las demandas en MT	57
5.1.2	Diagrama unilineal del sistema.....	57
5.2	Metodología de Caracterización	58
5.3	Caracterización Actual del Parque de Transformadores Sistema 154 kV	60
5.3.1	Compensación de Reactivos Instalada en Sistema 154 kV	62
5.4	Proyectos Nuevos	63
5.4.1	Proyectos Publicados Mediante Resolución Exenta N°418.....	63
5.4.2	Proyectos Publicados Mediante Resolución Exenta N°528.....	65
5.5	Caracterización del Parque de Transformadores Sistema 154 kV Con Inclusión de Proyectos Nuevos	66
5.6	Determinación del Consumo Interno Reactivo Teórico	69
5.7	Obtención de Curvas de Carga y Consumo Interno Reactivo Estimado	70
5.7.1	Curvas de Carga	70
5.7.2	Consumo Interno Reactivo Estimado.....	72
5.8	Análisis de la Caracterización.....	74
6.	Metodología de Análisis para la Determinación de la Propuesta de Compensación	77
6.1	Etapas 1: Estudio de los Requerimientos de Reactivos.....	77
6.1.1	Análisis y Caracterización de Equipos: Transformadores y BBCC.....	77

6.1.2	Modelación del Parque de Transformadores y Determinación del Consumo Propio de Reactivos.....	78
6.1.3	Análisis de las Curvas de Consumo de Reactivos.....	79
6.1.4	Propuesta Preliminar de compensación.....	80
6.2	Etapa 2: Análisis Sistémico del Plan de Compensación.....	81
6.2.1	Simulación de Flujos de Potencia.....	81
6.2.2	Simulación de Contingencias.....	81
7.	Análisis de la Metodología y Resultados.....	82
7.1	Propuesta de Compensación.....	82
7.1.1	Chacahuín.....	84
7.1.2	El Peumo.....	85
7.1.3	Graneros.....	86
7.1.4	Isla de Maipo.....	87
7.1.5	Machalí.....	88
7.1.6	Rosario.....	89
7.1.7	Teno.....	90
7.1.8	Bajo Melipilla.....	92
7.1.9	Piduco.....	93
7.2	Validación de la Propuesta Mediante DigSilent.....	94
7.2.1	Análisis de Flujos de Potencia.....	94
7.2.2	Análisis de Contingencias.....	98
8.	Conclusiones.....	100
8.1	Conclusiones Generales.....	100
8.2	Conclusiones sobre Aspectos Específicos del Trabajo de Título.....	100
9.	Bibliografía.....	103
10.	Anexos.....	106
10.1	Anexo A: Resumen de la Experiencia Internacional Recopilada.....	106
10.2	Anexo B: Listado de Trasformadores Sistema 154kV con sus Parámetros de Modelación Matemática.....	113
10.3	Anexo C: Detalle del Consumo Interno Reactivo para cada Trasformador y Nivel de Carga. 118	
10.4	Anexo D: Resultados de la Validación con Simulación DigSilent.....	122

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen comparativo de los sistemas nuevos incluidos por la Ley N° 20.936.	30
Tabla 2: Resumen de los contenidos de planificación incluidos en la LGSE.	31
Tabla 3: Resumen de los requerimientos indicados en el Reglamento de SSCC.	33
Tabla 4: Resumen de los requerimientos de reactivos de acuerdo con la NTSyCS.	34
Tabla 5: Entidades revisadas, su categoría y enfoque de compensación. [26].	42
Tabla 6: Especificaciones de la compensación de línea realizada por ISO-NE.	44
Tabla 7: Criterios utilizados por las compañías transmisoras para fijar su factor de potencia. [28]	45
Tabla 8: Resumen de las prácticas operacionales de ISO NE para compensar el factor de potencia.	46
Tabla 9: Regiones de Chile y sus respectivas horas de interrupción de servicio eléctrico al año.	55
Tabla 10: Proyectos de equipos transformadores de dos devanados a incluir mediante resolución exenta N°418.	63
Tabla 11: Proyectos de a incluir mediante resolución exenta N°418 que no contienen la inclusión de nuevos equipos transformadores.	64
Tabla 12: Proyectos de bancos de condensadores a incluir mediante resolución exenta N°528.	65
Tabla 13: Resumen caracterización sistema con proyectos actuales.	74
Tabla 14: Resumen caracterización sistema con proyectos actuales y nuevos.	74
Tabla 15: Transformadores a analizar.	80
Tabla 16: Propuesta de compensación Chacahuín.	84
Tabla 17: Propuesta de compensación El Peumo.	85
Tabla 18: Propuesta de compensación Graneros.	86
Tabla 19: Propuesta de compensación Isla de Maipo.	87
Tabla 20: Propuesta de compensación Machalí.	88
Tabla 21: Propuesta de compensación Rosario.	89
Tabla 22: Propuesta de compensación Teno 1.	90
Tabla 23: Propuesta de compensación Teno 2.	91
Tabla 24: Propuesta de compensación Bajo Melipilla.	92
Tabla 25: Propuesta de compensación Piduco.	93
Tabla 26: Estándares y criterios de compensación de reactivos Ercot, FRCC, Miso e ISO NE.	106
Tabla 27: Estándares y criterios de compensación de reactivos PJM, Southern Company y Salt River Project.	109
Tabla 28: Estándares y criterios de compensación de reactivos EKPC y Electric System Planning.	111
Tabla 29: Listado de equipos actuales, con inclusión de proyectos futuros y ampliaciones, con sus parámetros más relevantes.	113
Tabla 30: Listado de equipos actuales, con inclusión de proyectos futuros y ampliaciones, con su consumo interno reactivo para cada nivel de carga.	118
Tabla 31: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de líneas en presencia de BBCC propuestos, escenario verano.	122
Tabla 32: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de transformadores de dos devanados en presencia de BBCC propuestos, escenario verano.	126

Tabla 33: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de transformadores de tres devanados en presencia de BBCC propuestos, escenario verano.	130
Tabla 34: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de líneas en presencia de BBCC propuestos, escenario invierno.	132
Tabla 35: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de transformadores de dos devanados en presencia de BBCC propuestos, escenario invierno.	136
Tabla 36: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de transformadores de tres devanados en presencia de BBCC propuestos, escenario invierno.	140
Tabla 37: Mejoras en la cargabilidad de las líneas para contingencias, escenario verano.	142

Índice de ilustraciones

Figura 1: Diagrama de la metodología usada.	13
Figura 2: Gráfica sinusoidal de la potencia eléctrica.....	18
Figura 3: Diagrama fasorial corriente vs tensión.....	19
Figura 4: Diagrama fasorial P vs Q.	19
Figura 5: Diagrama fasorial del efecto de la compensación shunt.	23
Figura 6: Esquemático básico del principio de funcionamiento del transformador. [7]	26
Figura 7: Esquemático modelo interno transformador real. [7]	27
Figura 8: Esquemático simplificado al despreciar las componentes resistivas.	28
Figura 9: Curvas QV típicas. [26]	39
Figura 10: Curvas PV típicas. [26]	40
Figura 11: Mapa de EE. UU. con la ubicación espacial de las entidades revisadas.....	41
Figura 12: Jurisdicciones a las que está sometido ISO NE.	43
Figura 13: Ejemplo de curvas de factor de potencia generadas como estándares por el estudio. ...	46
Figura 14: Zonas de servicio de los integrantes de EKPC.	47
Figura 15: Zona de concesión de Enel distribución.	50
Figura 16: Zona de estudio correspondiente al sistema de 154 kV. [40]	56
Figura 17: Totalización de la demanda y su proyección al 2042. [40].....	57
Figura 18: Diagrama unilineal simplificado sistema 154 y 66 kV. [40]	57
Figura 19: Esquema de la metodología utilizada para la caracterización del sistema.....	58
Figura 20: Dispersión actual de equipos transformadores para el sistema de 154kV.	61
Figura 21: Dispersión actual de BBCC para el sistema de 154kV.....	62
Figura 22: Dispersión de transformadores para el sistema de 154kV con inclusión de nuevos proyectos.....	67
Figura 23: Dispersión de BBCC para el sistema de 154kV con inclusión de nuevos proyectos. .	68
Figura 24: Curvas de consumo propio reactivo para equipos del parque transformador.	69
Figura 25: Unilineal de la subestación Rosario.	70
Figura 26: Serie temporal de potencia activa y reactiva de la subestación Rosario.....	71
Figura 27: Carga de la subestación Rosario.	71
Figura 28: Esquemático del transformador y el punto de medición.	72
Figura 29: Esquemático del principio usado para calcular el consumo interno reactivo.	72
Figura 30: Consumo interno reactivo de la subestación Rosario.	73
Figura 31: Comparación actual y 2020 de capacidad instalada de transformadores y BBCC.	75
Figura 32: Déficit de reactivos debido al consumo interno.....	76
Figura 33: Razón representativa de qué porcentaje del Q total suministrado representa el consumo interno.....	76
Figura 34: Esquema resumen de la propuesta metodológica.	77
Figura 35: Consumo interno reactivo equipos 30 MVA.	78
Figura 36: Determinación de etapas de compensación subestación Piduco.....	79
Figura 37: Ubicación de las subestaciones escogidas para compensar.	83
Figura 38: Ubicación geográfica de los BBCC instalados y líneas que presentan mejoras.	95
Figura 39: Líneas con mejoras, zona Sur de Santiago - Rancagua.....	95
Figura 40: Transformadores 2D y 3D con mejoras, zona Sur de Santiago - Rancagua.	96
Figura 41: Transformadores 2D con mejoras, zona San Fernando - Teno.....	96

Figura 42: Líneas con mejoras, zona Talca - Linares.....	97
Figura 43: Transformadores 2D y 3D con mejoras, zona Talca - Linares.	97
Figura 44: Mejoras de líneas frente a pérdida de circuito 1 Alto Jahuel - Punta de Cortes 154 kV, zona Sur de Santiago - Rancagua.	98
Figura 45: Mejoras de líneas frente a pérdida de circuito 1 Alto Jahuel - Punta de Cortes 154 kV, zona Talca – Linares.....	99

1. Introducción

1.1 Motivación

Hasta el año 2016 no existía un proceso de planificación centralizada y el plan de expansión existente, vigente desde el año 2004 de acuerdo con la ley N°19.940, había dado enfoque a la transmisión del Sistema Troncal, dejando de lado los Sistemas de Subtransmisión y Adicional de modo que las de decisiones de expansión dependían directamente de los dueños subtransmisores y usuarios de redes adicionales [1]. A partir del año 2016 producto de un cambio regulatorio al entrar en vigor la ley N°20.936 conocida como “Nueva Ley de Transmisión”, se introduce por primera vez un proceso de planificación centralizada que involucra el Sistema Troncal, Sistema de Subtransmisión, y Adicional, en adelante Sistema Nacional, Zonal y Dedicado respectivamente [2].

En base a esto, se hace necesario el levantamiento de requerimientos de sistemas que antes no eran considerados en el proceso de planificación, el Sistema Zonal es uno de ellos y es precisamente en éste en que se enfoca el presente trabajo de título y en particular en los requerimientos de potencia reactiva.

Un déficit no compensado de potencia reactiva en las redes, provisto de los generadores, disminuye la capacidad de transmisión de potencia activa por la red, aumenta las pérdidas y genera caídas de tensión [3]. Todos estos fenómenos incentivan a generar normativas para penalizar el consumo excesivo de potencia reactiva, en Chile esto se conoce como cargo por mal factor de potencia [4]. Para evitar estos cargos, las empresas distribuidoras mantienen bancos de condensadores para disminuir las multas.

Si bien la transmisión de potencia reactiva a través de las redes genera diversos inconvenientes, de acuerdo con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio actual [5], para mantener la seguridad y correcta operación del sistema, así como también cumplir con los requerimientos de control de tensión es necesario mantener reservas de potencia reactiva. Esto se traduce directamente en un sistema que debe poseer equipamiento necesario de compensación de reactivos, los que se determinan y remuneran en conformidad con el Reglamento de Servicios Complementarios [6]. Este análisis considera los requerimientos del sistema de forma global, no obstante, si se requiere realizar planificación para subsistemas como lo es el Sistema Zonal, el análisis de potencia reactiva y los equipos para compensación deben realizarse de forma local y analizar bajo un prisma diferenciado los requerimientos de cada zona.

Esto último no se realiza actualmente en el país y los equipos de compensación para sistemas zonales no están siendo considerados dentro de las obras necesarias para la planificación del sistema, dado que no clasifican como Servicios Complementarios. De aquí es que la motivación del presente trabajo radica en la necesidad de analizar, desde el enfoque de la planificación, las necesidades específicas de los Sistemas Zonales, documentar información de cómo se realiza este proceso en otros lugares del mundo y proponer criterios de compensación que solucionen los requerimientos y problemas operacionales que presenten los sistemas.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

El objetivo principal de este trabajo consiste en desarrollar una metodología de análisis con el fin de obtener criterios de compensación de reactivos en el Sistema Zonal, y de este modo cumplir con los requerimientos específicos de los consumos y las topologías particulares.

1.2.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos del trabajo de título son:

- Analizar la teoría de sistemas de potencia e identificar los conceptos aplicables a los sistemas zonales.
- Analizar las prácticas internacionales y nacionales para el control de reactivos en sistemas de subtransmisión.
- Analizar el marco regulatorio y normativo chileno, en relación con la compensación de reactivos en sistemas zonales.
- Realizar una propuesta de metodología para la definición de planes de compensación de reactivos en sistemas zonales.
- Aplicar la metodología en un sistema de transmisión zonal seleccionado y generar una propuesta de compensación.
- Validar la propuesta de compensación mediante un software de simulación.

1.3 Alcances

Los alcances de este trabajo están determinados por el sistema de estudio a elegir, en este caso por la topología y comportamiento del consumo del sistema de 154 kV.

Por otro lado, el análisis realizado corresponde a uno de carácter técnico de los requerimientos de reactivos del sistema sin considerar costos ni beneficios económicos de la compensación.

Además, el escenario considerado para la caracterización del sistema corresponde al de máxima demanda coincidente, registrado en febrero de 2017.

1.4 Metodología

La metodología general para la realización del trabajo de título sigue la forma mostrada en la Figura 1.



Figura 1: Diagrama de la metodología usada.

Los pasos por seguir para la realización de este trabajo se pueden dividir en las etapas mostradas en las siguientes secciones.

1.4.1 Análisis Teórico y Levantamiento de Prácticas Internacionales

En esta sección se realiza en primer lugar una revisión de los conceptos de compensación de reactivos necesarios para el contexto general del trabajo de título. Además, se revisan las normativas pertinentes que enmarcan legalmente la compensación de reactivos en el país.

En segundo lugar, se realiza un análisis bibliográfico y levantamiento de diversas prácticas internacionales con respecto al tratamiento de reactivos. Se busca sintetizar las prácticas a modo de benchmarking para posteriormente contrastarlas con la experiencia nacional.

1.4.2 Caracterización del Sistema 154 kV

Sobre la base de las prácticas internacionales y nacionales documentadas, se analiza un Sistema Zonal de Chile, tomado como caso de estudio con el objetivo de analizar su comportamiento en términos de potencia reactiva.

Se busca caracterizar la zona geográficamente y en aspectos eléctricos. En esta sección se analiza la información, generando gráficos de barra, que dan cuenta de la dispersión de capacidades, con el fin de caracterizar el parque de transformadores, así como también su compensación instalada y

su consumo interno reactivo, y generar sus modelos matemáticos en base a sus parámetros constructivos. Además, se integran los proyectos con entrada de operación próxima con el propósito de comparar dos estados distintos del sistema bajo estudio.

1.4.3 Análisis de la Caracterización

Tomando la caracterización del sistema en su estado actual y futuro, se busca comparar los escenarios y dimensionar la evolución del comportamiento de los reactivos para dejar documentado el posible déficit de reactivos existente.

En esta etapa se selecciona un conjunto de transformadores para analizar de forma detallada y generar una propuesta de compensación.

1.4.4 Propuesta de Compensación

Basándose en los antecedentes recopilados de las etapas anteriores se realiza una propuesta de compensación para el conjunto de equipos seleccionados. El proceso se realiza mediante la herramienta Excel ocupando series de datos temporales y mediciones diarias. El objetivo es generar criterios para compensar se acuerdo a las condiciones operacionales de cada equipo basándose en el consumo interno reactivo y en la máxima condición operacional exigida.

1.4.5 Validación mediante DigSilent

Por último, se valida la propuesta ocupando el software de simulación DigSilent PowerFactory de donde se busca obtener el desempeño de la compensación propuesta mediante el análisis de flujos de potencia y análisis de contingencias.

2. Elementos Teóricos Aplicables a la Compensación de Reactivos en Los Sistemas Zonales

En esta sección se definen conceptos básicos que son de utilidad para entender el contexto del presente trabajo de título.

2.1 Sistema Eléctrico de Potencia

De acuerdo con [7], un sistema eléctrico de potencia (SEP) es un conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad.

El transporte y distribución de la energía eléctrica a los puntos donde se encuentran los consumos da origen a líneas de transmisión eléctrica que en su conjunto se denomina sistema de transmisión. Los sistemas de transmisión se pueden clasificar de dos formas, según función y según nivel de tensión [7].

2.1.1 Clasificación por Función

Las cantidades de energía y potencia que el sistema entrega o recibe, determina las restricciones bajo las cuales funcionará y su propósito. En este contexto los tipos de sistemas con más relevancia son:

- **Sistemas de distribución:** Son los que entregan la potencia y energía eléctrica según las necesidades de las redes que alimentan consumos de usuarios finales, los que estrictamente conforman el primer escalón de los sistemas eléctricos.
- **Sistemas de subtransmisión:** Son las redes que suministran la potencia a los sistemas de distribución y alimentan a usuarios industriales de determinado consumo, generalmente son radiales, aunque es posible encontrar estructuras en bucle o anillo. El sistema es a su vez alimentado desde las redes de transporte mediante subestaciones transformadores o bien mediante centrales pequeñas. Las potencias transmitidas son de algunas decenas de MW por lo que las tensiones usadas son del rango de 40 kV a 154 kV.
- **Sistemas de transporte:** Son los que proporcionan energía a territorios grandes como provincias, regiones geográficas o países, para esto requieren transferir potencias importantes del orden de cientos o miles de MW, por grandes distancias. Las tensiones de este sistema se encuentran en el rango de 220 kV a 750 kV.

2.1.2 Clasificación por Nivel de Tensión

La potencia a transferir por las redes eléctricas está restringida por el nivel de tensión empleado, este a su vez fija las dimensiones de las líneas, equipos de las subestaciones y los requerimientos de aislación. Entre los niveles de tensión se encuentran:

- **Tensiones bajas:** Son las tensiones inferiores a los 1000 V entre fases. Estas redes alimentan consumos domiciliarios y la mayor parte de los industriales. Para el caso de Chile y Europa el nivel de tensión generalizado es de 380V a 420 V entre fases, 220 V a 240 V fase neutro.

- Tensiones medias: Son las que permiten la transición al rango de los MW y están comprendidas entre 1 kV y 35 kV. Se han diferenciado tres escalones de tensión:
 - 5 kV a 6 kV: Dada su condición de fácil aislamiento permite la transmisión de potencia en instalaciones industriales.
 - 10 kV a 15 kV: Es el valor preferido en líneas de transmisión urbanas, para el caso de Chile se usa 12 kV para el área Santiago-Valparaíso, 15 kV para el área de CGE. Rancagua, Talca, Concepción y Temuco, y 13,2 kV en resto del país.
 - 20 kV a 25kV: Es el valor de tensión más usado en redes de distribución, sobre todos rurales. En Chile se ha generalizado en 23 kV.
- Tensiones altas: Son las tensiones utilizadas para trasportar elevadas potencias, se encuentran en el rango de 40 kV a 300 kV. También se encuentran tres escalones:
 - 40 kV a 70 kV: Se usan en pequeñas redes aisladas o en redes de subtransmisión. En el sistema chileno se ha normalizado el nivel de 66 kV, pero existen algunas redes antiguas de 44 kV.
 - 110 kV a 160 kV: Se emplean para redes de transmisión menores, en Chile se han normalizado en 110 kV de Santiago al norte del país y en 154 kV de Santiago al sur.
 - 220 kV a 275 kV: Es el nivel comúnmente empleado para redes de transmisión. En Chile se ha normalizado en 220 kV.
- Tensiones extremadamente altas: En este rango se encuentran las tensiones superiores a 300 kV, las que han aparecido frente a la necesidad de transmitir grandes potencias por largas distancias. En Chile se ha normalizado en los 500 kV.

2.2 Potencia Eléctrica

La potencia eléctrica se define como la energía entregada o absorbida en un tiempo determinado. La unidad en que se mide en el Sistema Internacional de Unidades es el Watt [8].

La fórmula que la define se muestra en la expresión 2.1, donde W se refiere al trabajo mecánico y t es el tiempo.

$$P = \frac{dW}{dt} \quad \text{Ec 2.1}$$

En un circuito de corriente alterna, la tensión y la corriente son variables en función del tiempo. En cada instante t , el producto de la tensión con la corriente se conoce como potencia instantánea, y su expresión se muestra en la Ecuación 2.2 donde v e i son el voltaje y la corriente respectivamente, ambas variables instantáneas.

$$p(t) = v(t)i(t) \quad \text{Ec 2.2}$$

Si bien la expresión 2.2 permite conocer el valor instantáneo de la potencia que demanda una carga, en la realidad se trabaja con valores eficaces de potencia, tensión y corriente [9].

Para ejemplificar los términos que derivan de la potencia eléctrica, como lo son la potencia activa y reactiva, se tomarán las expresiones de tensión y corriente mostradas en las ecuaciones 2.3 y 2.4 respectivamente, donde ω es la frecuencia de oscilación del sistema y φ es el desfase entre las dos señales.

Las expresiones V_{max} e I_{max} pueden ser expresadas como valor efectivo o rms, V e I , de la forma mostrada en 2.5 y 2.6 [7].

$$v(t) = V_{max} \sin(\omega t) \quad \text{Ec 2.3}$$

$$i(t) = I_{max} \sin(\omega t - \varphi) \quad \text{Ec 2.4}$$

$$V = \frac{V_{max}}{\sqrt{2}} \quad \text{Ec 2.5}$$

$$I = \frac{I_{max}}{\sqrt{2}} \quad \text{Ec 2.6}$$

La potencia instantánea transmitida para este caso tendrá la forma mostrada en 2.7 y 2.8 al introducir las expresiones 2.5 y 2.6.

$$p(t) = v(t)i(t) = V_{max} I_{max} \sin(\omega t) \sin(\omega t - \varphi) \quad \text{Ec 2.7}$$

$$p(t) = v(t)i(t) = 2VI \sin(\omega t) \sin(\omega t - \varphi) \quad \text{Ec 2.8}$$

La expresión 2.8 puede reescribirse ocupando expresiones trigonométricas y obtener finalmente la equivalencia mostrada en 2.9 [8].

$$p(t) = VI \cos(\varphi) - VI \cos(2\omega t - \varphi) = VI \cos(\varphi) (1 - \cos(2\omega t)) - VI \sin(\varphi) \sin(2\omega t)$$

$$p(t) = P(1 - \cos(2\omega t)) - Q \sin(2\omega t) \quad \text{Ec 2.9}$$

Al producto VI se le denomina potencia aparente, de modo que la potencia instantánea tiene forma sinusoidal y oscila en torno al valor $VI \cos(\varphi)$ al que se le conoce como potencia media, real o activa P .

A la expresión $VI \sin(\varphi)$ se le conoce como potencia fluctuante o reactiva Q . El comportamiento de estas potencias puede ser visualizado en la Figura 2 obtenida de [7].

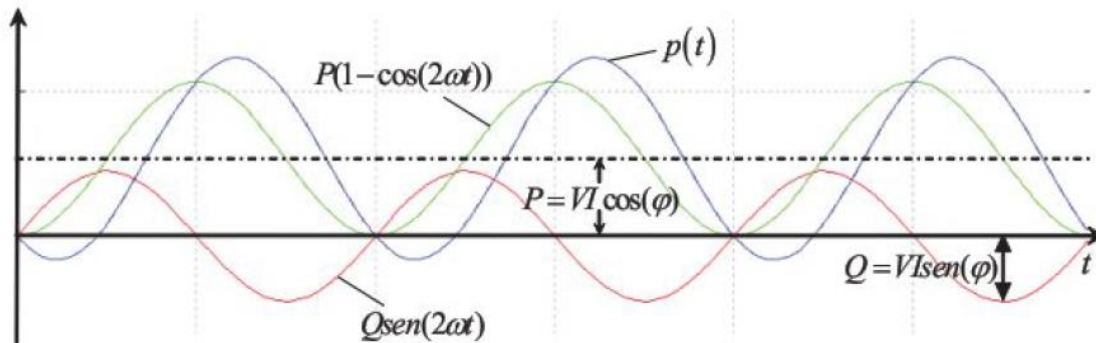


Figura 2: Gráfica sinusoidal de la potencia eléctrica.

Con las ecuaciones y la base matemática referida, es posible formular las definiciones correspondientes:

- **Potencia Activa:** Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar la transformación de energía eléctrica en trabajo. Además, corresponde al valor medio de la potencia instantánea. Otra forma de definirla es considerando los tipos de cargas presentes en un sistema eléctrico de corriente alterna. Las cargas resistivas se alimentan de corrientes que están en fase con la tensión aplicada en las mismas, lo que se traduce en una transformación completa de energía eléctrica en trabajo mecánico, calor o en cualquier forma de energía que no retorna en forma directa a la red eléctrica [10].
- **Potencia Reactiva:** Es una potencia sinusoidal y fluctuante. Cuando no contiene armónicos su valor medio es cero. Esta potencia es la utilizada para la formación de campos eléctricos y magnéticos de las reactancias del circuito eléctrico, por lo tanto, la energía eléctrica no se transforma en trabajo. Desde el punto de vista de las cargas, las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran desfasadas 90° con respecto a la tensión aplicada, por lo que la energía eléctrica no se consume si no que se almacena en forma de campo magnético o eléctrico [11].
- **Potencia Aparente:** La potencia aparente es la magnitud de la potencia compleja de un circuito eléctrico. Indica que un circuito debe ser alimentado no solo para satisfacer la energía que es consumida por cargas reactivas, sino que además debe satisfacer las necesidades de energía que debe fluctuar entre las bobinas y condensadores de las cargas reactivas [3].

2.3 Factor de Potencia

El ángulo φ , introducido en la sección 2.2 referido al desfase entre las señales de tensión y corriente, se denomina ángulo de factor de potencia, del mismo modo $\cos(\varphi)$ se le conoce como factor de potencia [8]. En la Figura 3, se aprecia el desfase entre las señales expresada como fasores. Se extrae de la figura una corriente I que puede ser descompuesta en dos componentes, I_a conocida como la componente activa de la corriente que se encuentra en fase con la tensión V , e I_r conocida como reactiva que se encuentra en el eje de cuadratura desfasada 90° de la tensión. Tomando estos conceptos el diagrama fasorial puede expresarse en términos de P y Q tal como muestra la Figura 4.

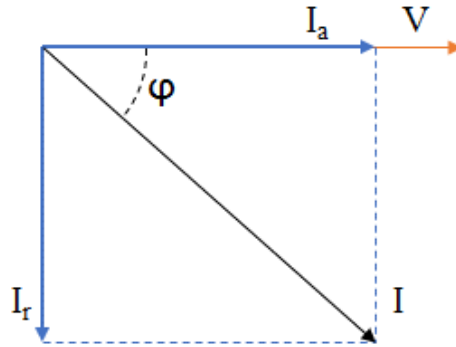


Figura 3: Diagrama fasorial corriente vs tensión.

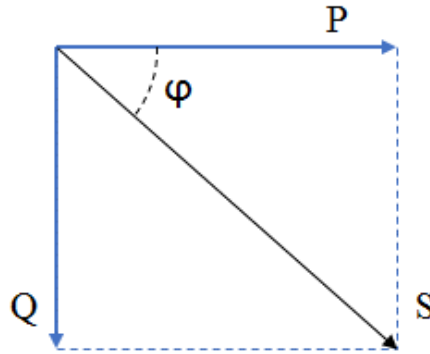


Figura 4: Diagrama fasorial P vs Q .

De este modo el factor de potencia FP puede expresarse como la ecuación 2.10. Y representa la relación entre la potencia activa y la potencia aparente, siempre y cuando la tensiones y corriente sean señales netamente senoidales [12].

$$FP = \cos(\varphi) = \frac{P}{S} \quad \text{Ec 2.10}$$

Mientras más grande sea la corriente reactiva, más grande es el ángulo φ y, por consiguiente, más bajo es el factor de potencia. Un factor de potencia bajo en una instalación implica un alto consumo de potencia reactiva y, por lo tanto, el riesgo de incurrir en excesivas pérdidas y sobrecargas en los equipos eléctricos y líneas de transmisión [9]. Es por lo anterior que en la normativa se multa un bajo factor de potencia, en Chile el procedimiento para determinar los cargos se indica en [4].

2.4 Consumos

Existe una variedad de consumo conectados al sistema eléctrico, todos ellos requieren tanto potencia activa como reactiva. Una carga real siempre puede considerarse como compuesta por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con una parte reactiva ideal [9]. Estos dos tipos de carga tienen las siguientes definiciones:

- Cargas resistivas: Son las cargas por las que fluyen corrientes que están en fase con la tensión aplicada, en otras palabras, la energía eléctrica recibida es transformada completamente en trabajo mecánico, calor o en otra forma de energía que no retorna directamente al sistema eléctrico [10].
- Cargas reactivas ideales: Son las cargas por las que fluyen corrientes desfasadas en 90° respecto de su tensión aplicada, es decir, la energía eléctrica recibida no es transformada en trabajo mecánico si no que se almacena en forma de campo magnético o eléctrico, para luego regresar a la red en un tiempo idéntico que demoró en almacenarse. El proceso se repite periódicamente siguiendo la frecuencia de la red [8].

Además de los consumos y tipos de cargas existen otros conceptos asociados que son necesarios de mencionar.

2.4.1 Demanda

La demanda es la potencia presente en los terminales del sistema escogido, promediada en un intervalo especificado en el tiempo como puede ser: 15 minutos, 30 minutos o una hora [7].

Al mayor valor registrado de demanda, que se presente durante un periodo de tiempo, se le denomina demanda máxima o demanda punta.

2.4.2 Factor de Diversidad

Los consumidores no tienen los mismos hábitos, aunque correspondan a una misma clase de consumo, por estas razones sus demandas máximas pueden no coincidir en el tiempo. A esto se le denomina diversidad de carga [13]. La diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo de cargas se establece por medio del factor de diversidad, el que puede ser definido como la ecuación 2.11 y representa el cociente entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto de consumidores, la que es denominada demanda máxima coincidente.

$$F_{div} = \frac{\sum D_{individuales}^{m\acute{a}x}}{D_{grupo}^{m\acute{a}x}} \geq 1 \quad \text{Ec 2.11}$$

2.4.3 Factor de Coincidencia

Se denomina factor de coincidencia, a la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la sumatoria de las demandas máximas individuales. Su ecuación se muestra en 2.12 y representa el recíproco del factor de diversidad [13].

$$F_{co} = \frac{D_{grupo}^{m\acute{a}x}}{\sum D_{individuales}^{m\acute{a}x}} = \frac{1}{F_{div}} \quad \text{Ec 2.12}$$

2.5 Impacto de Reactivos en el Sistema

Como se mencionó en la sección 2.3, la relación entre la potencia activa con la potencia aparente es denominada factor de potencia. Un bajo factor de potencia en una instalación eléctrica representa un alto consumo de corriente reactiva y por consiguiente un aumento del costo de suministrar la potencia activa necesaria, dado que debe dimensionarse la red para abastecer la potencia aparente necesaria, es decir para permitir el flujo de reactivos [11].

La normativa regula el factor de potencia en el sistema, y establece un cargo por consumo de potencia reactiva a las empresas distribuidoras con el fin de que corrijan el factor de potencia en los puntos donde la distribuidora se abastece de energía.

La circulación de potencia reactiva ocasiona algunos de los siguientes problemas al sistema eléctrico: [3]

- Disminuye la capacidad de transmisión de potencia activa por la red.
- Genera cargos por bajo factor de potencia.
- Aumenta las pérdidas y genera caídas de tensión en la red.

2.6 Compensación de Reactivos

Debido a los problemas que genera un exceso de reactivos en la red, existen variadas formas de compensación y diversas formas de clasificarlas, algunas de ellas son:

- Clasificación según su conexión: Según la conexión al sistema la compensación puede ser del tipo serie, paralela (shunt) o mixta [14].
 - Compensación serie: Puede ser del tipo inductiva o capacitiva, la de tipo inductiva disminuye la capacidad de transferencia por la línea debido a que aumenta la reactancia de la línea, por esta razón no se utiliza para mejorar el factor de potencia. La de tipo capacitiva se realiza empleando bancos de condensadores serie, ubicados al centro o en los extremos de la línea.
 - Compensación shunt: La compensación paralela puede ser mediante condensadores o reactores. Mediante reactores se absorben reactivos disminuyendo las sobretensiones en vacío, por otro lado, mediante condensadores se disminuye la

caída de tensión en la línea, se disminuyen las pérdidas en los equipos y componentes de la red y se mejora el factor de potencia.

- Compensación mixta: Es la compensación que utiliza las dos anteriores.
- Clasificación según su control: La compensación puede ser fija o variable [3].
 - Fija: La potencia reactiva se suministra de manera constante a la red. Se utiliza cuando la curva de carga que se desea compensar es de una característica plana.
 - Variable: Es el tipo de compensación que suministra la potencia activa según las necesidades de la red, se utiliza cuando la curva de carga que se desea compensar tiene un comportamiento variable durante el día. Esta compensación está diseñada para conectarse y desconectarse varias veces de modo de ajustarse según los requerimientos del sistema.

Para efectos del presente trabajo de título la compensación según el tipo de conexión es a la que se dará mayor énfasis.

2.6.1 Compensación Shunt

La compensación shunt puede ser instalada cerca de la carga, en una subestación de distribución, a lo largo de un alimentador o en una subestación de transmisión. Puede ser del tipo capacitiva (leading) o inductiva (lagging) no obstante, en la mayoría de los casos dado que las cargas son comúnmente inductivas, la compensación es usualmente capacitiva [15].

2.6.1.1 Condensadores Shunt

Este tipo de condensadores son empleados a nivel de subestación por las siguientes razones:

- Regulación de tensión: Dado que la demanda varía durante el día, los voltajes en la subestación y en la barra de distribución también lo hacen. Sumado a que el factor de potencia es la mayor parte del tiempo inductivo un condensador shunt conectado en la subestación puede elevar el voltaje cuando hay situación de alta demanda. El condensador puede estar permanentemente conectado a la barra o puede ser conectado según las necesidades del día [9].
- Reduce las pérdidas: Al compensar la carga con factor de potencia inductivo, éste mejora y reduce las pérdidas en la corriente que fluye hacia las líneas de transmisión de alta tensión [15].
- Incrementa la capacidad de los equipos: La compensación shunt con bancos de condensadores reduce la cargabilidad de líneas, transformadores y generadores, lo que implica que la compensación puede ser utilizada para transportar más potencia sin sobrecargar los equipos [15].

Es usual encontrar como método de compensación bancos de condensadores, conocidos como BBCC, los que están conformados en cada fase por grupos de capacitores en paralelo, esto grupos a su vez se conectan en serie hasta lograr la tensión de fase deseada [3].

Debido a las características listadas a continuación [16], el condensador es el medio de compensación utilizado con mayor frecuencia:

- Su nulo consumo de energía activa.
- Su costo de compra.
- La facilidad de operación.
- La duración de su vida útil (aproximadamente 10 años).
- Los bajos requerimientos de mantenimiento para el caso de dispositivos estáticos.

Los bancos de condensadores son aptos para su utilización en subestaciones de baja o media tensión donde se requiera compensar el factor de potencia. La disminución de este parámetro se puede observar de mejor forma en el diagrama fasorial de la Figura 5 [16], donde P es la potencia activa, S_1 y S_2 son las potencias aparentes antes y después de la compensación respectivamente, Q_1 y Q_2 son las potencias reactivas sin y con condensador y por último Q_c es la potencia reactiva del condensador.

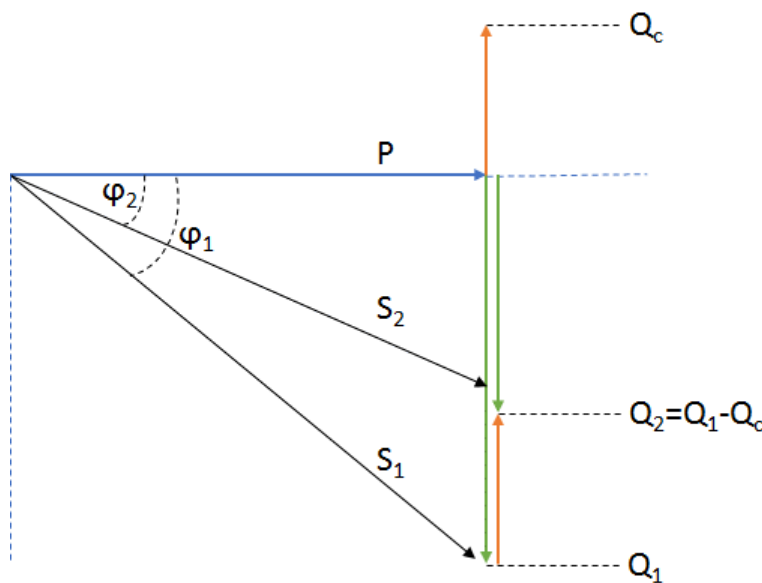


Figura 5: Diagrama fasorial del efecto de la compensación shunt.

Del diagrama fasor se cumplen las siguientes expresiones, donde φ_1 y φ_2 son los ángulos de factor de potencia sin y con compensación respectivamente. De este modo, a partir de la expresión 2.15, se puede estimar la compensación necesaria a partir de la potencia activa, conociendo el ángulo de fase al que se desea llegar.

$$Q_2 = Q_1 - Q_c \quad \text{Ec 2.13}$$

$$Q_c = Q_1 - Q_2 \quad \text{Ec 2.14}$$

$$Q_c = P(\tan(\varphi_1) - \tan(\varphi_2))$$

Ec 2.15

Según [10], los BBCC pueden clasificarse de dos formas:

- Por sistema de control: Donde influyen la cantidad de operaciones que se esperan o permite un BBCC durante su vida útil de acuerdo con la curva de carga diaria de potencia reactiva que se desea compensar. Los BBCC pueden ser fijos o desconectables, los últimos pueden ser de tres tipos según el uso que se requiera, ya sea para mejoramiento de tensión, mejorar el factor de potencia o disminuir pérdidas.
- Por su ubicación en el sistema: Según el punto donde los bancos sean instalados se pueden definir tres tipos: conectados en subestación de bajada, en interconexión o en alimentadores de subestaciones de bajada.

2.6.1.2 Static VAR Control

Comúnmente conocidos como SVCs, Static VAR Control, son equipos en conexión shunt que varían la salida de potencia reactiva mediante el control de impedancias reactivas controladas por electrónica de potencia. En base a esto último pueden ser de los siguientes tipos [15]:

- Reactores controladores mediante tiristores (TCR) con condensadores fijos. (FC)
- Condensadores switcheados mediante tiristores (TSC)
- Reactores controladores mediante tiristores en combinación mecánica o mediante tiristores de condensadores.

Un SVC es un dispositivo FACTS (Flexible AC Transmission System) [17] que sirve para realizar un control continuo de reactivos sobre la red, lo que permite una compensación capacitiva o inductiva. La compensación se realiza conectando y desconectando automáticamente bancos de condensadores, pero no así para reactores que se mantienen siempre conectados al sistema. La idea es modificar adecuadamente la corriente que pasa por los reactores fijos, logrando que la reactancia que se conecta a la red tome valores continuos. La corriente es modificada por un arreglo de tiristores y sendos circuitos de medida y comparación, lo que se realiza de la siguiente forma; en cada instante, una muestra de voltaje de la red medida con un transformador de medida, ingresa al circuito de control donde combinado con otras variables permite estimar el ángulo necesario al que deben disparar los tiristores para que la corriente que conducen, es decir la que fluye por la inductancia, tome el valor apropiado para que la reactancia de compensación vista desde los terminales tenga el valor que permita que el voltaje en la barra corresponda con la consigna de tensión del momento [17].

La caída de voltaje es una función de la componente reactiva de la corriente de carga, de la reactancia del sistema y de la reactancia del transformador. Como la demanda es variable, el voltaje en la barra de la carga también variará. En situaciones donde la carga varía muy rápidamente o fluctúa constantemente, puede causar el fenómeno llamado “flicker” [7]. El SVC puede compensar estas caídas de tensión por variaciones de demanda y mantener el voltaje constante al controlar el

flujo de corriente en cada ciclo a través del reactor, la que puede a su vez puede ser controlada mediante los tiristores.

Además de ser de utilidad para regular tensión y para reducir el fenómeno flicker, los SVCs pueden cumplir las siguientes funciones [15]:

- Incrementar la capacidad de transferencia en el sistema.
- Aumentar los límites de estabilidad de tensión.
- Aumentar el amortiguamiento de las oscilaciones del sistema.
- Amortiguar las oscilaciones sub sincrónicas.

2.6.2 Compensación Serie

De acuerdo con [7], es el método más evidente de regulación de tensión, ya que el sumar una tensión de magnitud controlable en fase con la tensión existente en un punto dado, se puede obtener una salida de tensión constante. No obstante, no se eliminan las variaciones de tensión, en otras palabras, no se modifican los flujos de reactivos. Por lo anterior, no se disminuyen las pérdidas del sistema.

Pese a estas dificultades, constituye un método efectivo para regular tensión en nodos del sistema en los que la relación Q/V es alta, es decir, cerca de la generación.

2.6.2.1 Condensador Serie

Al instalar condensadores estáticos en serie con una línea, la reactancia resultante puede ser un valor positivo, nulo o negativo, según sea el grado de compensación instalada. Lo anterior reduce la caída de tensión a lo largo del sistema.

Esta reducción de reactancia del sistema, aumentan los niveles de corto circuito en el sistema resultando en la utilización de equipos más caros que sean capaces de soportar los niveles.

Además, para que esta compensación sea efectiva en la regulación de tensión, es necesario que las variaciones de tensión por compensar estén correlacionadas con las de potencia reactiva, en otras palabras, se requiere que el factor de potencia presente en las cargas sea relativamente constante [15].

2.7 Transformador de Poder

El transformador es un equipo eléctrico estático, cuya operación solo es posible en sistemas de corriente alterna. Permite que la generación y la transmisión eléctrica se realicen a un nivel de tensión más económico, para luego utilizar la energía a un voltaje que resulte adecuado para su uso específico [18].

2.7.1 Principio de Funcionamiento

Un transformador consiste en dos o más enrollados enlazados por un flujo magnético mutuo Φ_m , el diagrama simplificado se observa en la Figura 6. Si uno de los enrollados, denominado

comúnmente como primario, es conectado a una fuente de tensión de alterna V_1 , circula por él una corriente I_e que genera el flujo enlazado cuya magnitud dependerá de la tensión aplicada y del número de vueltas del enrollado primario. Parte de este flujo enlaza el otro enrollado, denominado secundario, induciendo una tensión con una magnitud dependiente del número de vueltas del secundario.

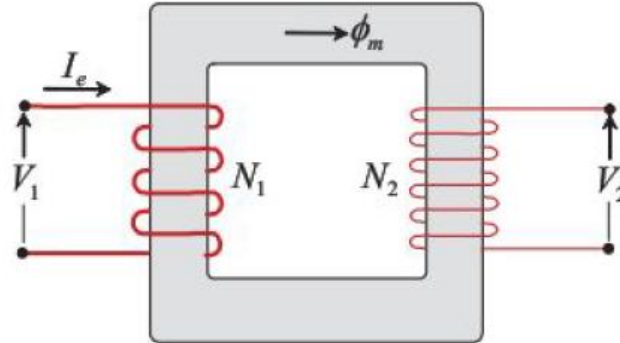


Figura 6: Esquemático básico del principio de funcionamiento del transformador. [7]

El que las tensiones inducidas, E_1 y E_2 , dependan del número de vueltas de los enrollados, deriva en la ecuación mostrada en 2.16, donde N_1 y N_2 es el número de vueltas de cada enrollado y a se denomina razón de transformación [8]. Esta expresión se cumple sólo cuando el modelo considera un transformador ideal.

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad \text{Ec 2.16}$$

2.7.2 Modelo Equivalente Monofásico

Para modelar el transformador teóricamente, se utiliza el modelo equivalente. De esta forma se deducen las ecuaciones que rigen el comportamiento del equipo. El modelo puede ser del transformador ideal o real, en el primero no hay pérdidas de potencia ni pérdidas de flujo magnético, además, la permeabilidad magnética del núcleo es mucho mayor que la del vacío [19], por otro lado, en el modelo real los supuestos anteriores no se cumplen. Es a este modelo relevante para entrar en detalles.

2.7.2.1 Equivalente Real

El equivalente real, o exacto, se observa en la Figura 7 y a continuación se explica cada componente.

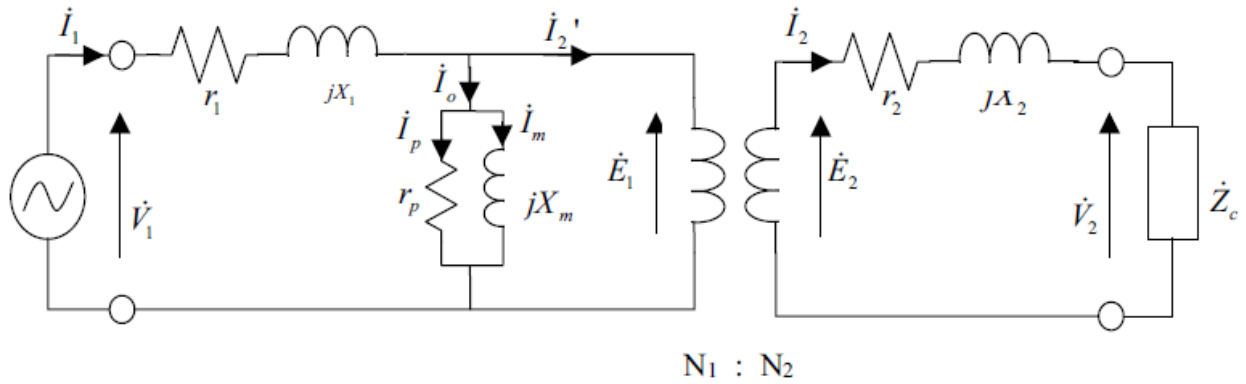


Figura 7: Esquemático modelo interno transformador real. [7]

Se considera una permeabilidad magnética finita pero constante. Esto implica una reluctancia R del núcleo que es distinta de cero lo que incluye una inductancia pura al modelo, llamada reactancia de magnetización X_m , cuyas ecuaciones se observan en 2.17 y 2.18 [20].

$$X_m = 2\pi f L_m \quad \text{Ec 2.17}$$

$$L_m = \frac{N_1^2}{R} \quad \text{Ec 2.18}$$

También se consideran flujos de fuga en ambos enrollados, lo que implica que el flujo generado por un enrollado no es completamente enlazado por el otro. Esto da lugar a inductancias de fuga que implican reactancias de fuga X_1 y X_2 en serie con el primario y secundario respectivamente. [18]

Finalmente se agregan las pérdidas del hierro que dan origen a los parámetros r_1, r_2 y r_p . Dando origen al modelo equivalente exacto.

2.7.3 Refrigeración

En los transformadores se producen pérdidas en el hierro producto del fenómeno de histéresis y corrientes de Foucault, así como en el cobre por el efecto Joule [19], todos estos efectos elevan la temperatura del equipo en función de la potencia transformada, por lo que para mantener su correcta operación y preservar la vida útil del equipo, es necesario que posea un sistema de refrigeración.

La refrigeración consta principalmente en la circulación de líquidos o gases refrigerantes especiales dentro del transformador, lo que se conoce como circulación refrigerante [20]. La circulación puede ocurrir por convección natural, la que se denomina categoría "N", o de forma forzada con la ayuda de impulsores mecánicos, categoría "F". Los refrigerantes usados pueden ser aire, aceite mineral, agua o un gas como el hidrógeno, denominados con las letras "A", "O", "W", "G" respectivamente.

Para identificar el sistema de ventilación usado en un transformados, se le asignan cuatro letras, donde las dos primeras corresponden al tipo de refrigerante y al tipo de circulación en contacto con los devanados, y las dos últimas a lo mismo, pero referido al contacto con el ambiente externo.

De acuerdo con [7] los sistemas más usados son: ONAN, ONWF, ONAF y OFAF. Además, es necesario añadir que con los sistemas con refrigeración forzada la capacidad del transformador sube entre un 25% y 30% adicional, sin embargo, este sistema tiene un costo de operación e inversión mucho mayor.

2.7.4 Consumo Interno

Las pérdidas activas en los enrollados son constructivamente pequeñas en comparación con las reactivas, de ahí es que el transformador es un equipo naturalmente inductivo. Al ignorar las pérdidas del fierro el modelo mostrado en la Figura 7, este consiste de solamente reactivancias, la de fuga y la de magnetización, un modelo simplificado de esto se observa en la Figura 8 donde todas las reactivancias están referidas al lado del secundario.

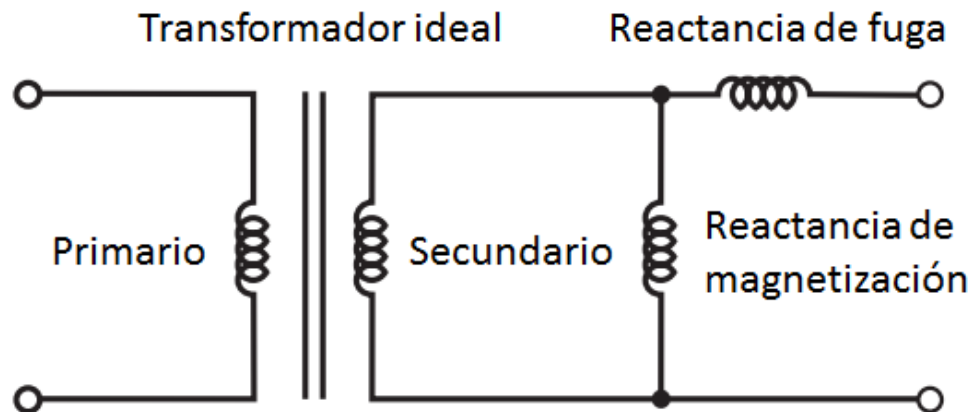


Figura 8: Esquemático simplificado al despreciar las componentes resistivas.

Al ser un equipo inductivo la impedancia interna del transformador consumirá reactivos constantemente. La potencia reactiva consumida por la reactancia de fuga varía en función de la carga a la que el transformador es sometido, no obstante, la corriente que fluye por la reactancia de magnetización, que corresponde cerca del 2% de la corriente total, permanece prácticamente constante desde la situación de no carga a la de carga máxima [12].

Si se desprecia la reactancia de magnetización, dado lo pequeña de la corriente de magnetización, es posible estimar el consumo reactivo del transformador en la reactancia de fuga X_L en función de la corriente que circula por ella, que a su vez depende de la carga a la que se ve sometido el equipo.

El consumo reactivo trifásico del transformador queda dado por la ecuación 2.19, donde la corriente se calcula en función de la carga y del voltaje en los terminales del transformador como se muestra en la ecuación.

$$Q = 3I^2 X_L \quad \text{Ec 2.19}$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} \quad \text{Ec 2.20}$$

2.7.5 Cambiadores de Derivación

Sumada a la función de transformación de tensión mencionada, los transformadores son también usualmente usado para el control de voltaje y flujo de potencia reactiva, lo que implica directamente en el cambio de razón de transformación entre los enrollados [21]. Para realizar esta función en el secundario del transformador, se ha llevado a incluir cambiadores de derivación, conocidos también como “tap changer” [7], los taps generalmente permiten una variación de transformación de voltaje en el rango de un 10% a un 15%. La modificación del flujo de potencia que circula por el transformador se logra mediante un cambio de fase entre los terminales del equipo y se denomina transformador desfasador, los detalles de este tipo de transformador no son relevantes para contextualizar el presente trabajo de título.

Los cambiadores pueden operar sin carga o bajo carga, este último modo conocido como OLTC. El cambio de taps sin carga se debe realizar en vacío, es decir con el transformador desenergizado para cambiar la razón de vueltas, lo que interrumpe el abastecimiento del sistema secundario. Este tipo de equipos se utilizan cuando la razón de vueltas a cambiar sólo necesita compensar pequeñas variaciones de voltaje debido al aumento de la carga o cuando la red no experimenta cambios significativos. Usualmente tiene pasos de 2 o 2,5% y un rango máximo de 5% [7].

Por otro lado, los OLTC se usan cuando los cambios en la razón de transformación se necesitan con mayor frecuencia, por ejemplo, frente a variaciones diarias significativas de tensión debido a cambios en las condiciones del sistema [21]. Estos equipos son delicados, ya que cada operación de cambio de relación de los enrollados provoca una sollicitación muy violenta para el transformador, tanto así que para que la corriente no se interrumpa, es necesario cortocircuitar cierto número de espiras durante el tiempo que dure el proceso de derivaciones involucradas. Lo anterior los convierte en equipos sensibles y sujetos a mantenimientos difíciles cada cierto número de operaciones, lo que indudablemente se traduce en un costo más elevado. Los pasos de estos equipos se han normalizado en valores como 1,25%, 1,5%, 2% y 2,5%.

3. Análisis del Marco Regulatorio y Normativas Chilenas

3.1 Ley General de Servicios Eléctricos

En Chile, el funcionamiento del sistema eléctrico está regido por un marco regulatorio, la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), compuesta por el DFL 4/2006 y sus cambios incorporados a la fecha [22]. El sistema de transmisión está definido en dos de estas modificaciones y/o incorporaciones, en primera instancia por la llamada “Ley Corta I” o Ley 19.940/2004, en donde se definen tres tipos de sistemas de transmisión Sistema Troncal, Sistema de Subtransmisión y Sistema de Transmisión Adicional [1]. La segunda modificación conocida como “Nueva Ley de Transmisión” o Ley 20.936/2016, renombra los tres sistemas existentes y añade dos sistemas, Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo y Sistema de Interconexión Internacional [2]. En la Tabla 1 se resumen los sistemas y su descripción, para más detalles se recomienda revisar el Título III artículos 73° al 78° de la ley citada.

Tabla 1: Resumen comparativo de los sistemas nuevos incluidos por la Ley N° 20.936.

Ley 19.940/2004	Ley 20.936/2016	Definición
Sistema Troncal	Sistema Nacional	Permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión.
Sistema de Subtransmisión	Sistema Zonal	Líneas y subestaciones eléctricas dispuestas para el abastecimiento de clientes regulados, territorialmente identificables.
Sistema de Transmisión Adicional	Sistema Dedicado	Líneas y subestaciones eléctricas destinadas para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, o para permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.
-	Sistema para Polos de Desarrollo	Líneas y subestaciones destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.
-	Sistema de Interconexión Internacional	Líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional.

La LGSE rige a todos los actores y participantes del sistema eléctrico nacional, así como también en la operación, planificación y tarificación de los sistemas de transmisión eléctrica y medios de generación.

En el ámbito de la planificación es necesario destacar ciertos artículos de la Ley que son útiles para contextualizar el presente trabajo de título. Los artículos referidos se presentan resumidos en la Tabla 2.

Tabla 2: Resumen de los contenidos de planificación incluidos en la LGSE.

Artículo	Requerimiento
Artículo 83°	Planificación Energética: Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años.
Artículo 87°	Planificación de la Transmisión: Anualmente la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá considerar, al menos, un horizonte de veinte años. Esta planificación abarcará las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda. En este proceso se deberá considerar la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía a que se refiere el artículo 83° y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico. Por tanto, la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: <ul style="list-style-type: none"> a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento. b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia. c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico. d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.
Artículo 102°	Las empresas eléctricas que interconecten sus instalaciones de transmisión al sistema eléctrico sin que estas formen parte de la planificación de que trata el artículo 87° serán consideradas como obras existentes para efectos de su valorización, siempre y cuando la ejecución de estas obras haya sido autorizada previa y excepcionalmente por la Comisión, previo informe fundado que justifique la necesidad y urgencia de la obra y su exclusión del proceso de planificación de la transmisión, aprobado por el Coordinador, de acuerdo a lo que señale el reglamento. Estas instalaciones serán adscritas transitoriamente por la Comisión a uno de los segmentos señalados en el artículo 73° hasta la siguiente calificación cuatrienal a que hace referencia el artículo 100°, conforme lo establezca el reglamento.

<p>Artículo Decimotercero Transitorio</p>	<p>A más tardar el 31 de octubre del 2016, las empresas de transmisión zonal deberán presentar a la Comisión una nómina de las obras que estén en construcción y una propuesta de expansión, la cual contendrá las obras consideradas necesarias para el abastecimiento de la demanda y cuyo inicio de construcción se encuentre previsto hasta el 31 de diciembre del 2018.</p> <p>La Comisión, previo informe del CDEC respectivo o del Coordinador en su caso, revisará todas las nóminas y propuestas presentadas y definirá mediante resolución exenta las instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda, se encuentren o no contenidas en las nóminas y propuestas presentadas.</p>
--	--

3.1.1 Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

De acuerdo con el artículo 212°-1 [2], el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador, es el organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí. Es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida.

La función de coordinar la operación conjunta de los sistemas interconectados tiene la finalidad de:

1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y
3. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la ley.

3.1.2 Servicios Complementarios

De acuerdo con el apartado z) del artículo 225° de la LGSE [22], se define Servicios Complementarios o SSCC, como “las prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1”. Este último artículo presenta los principios de la coordinación de la operación de instalaciones que operen interconectadas entre sí. La coordinación deberá realizarse a través del Coordinador con el fin de mantener los principios listados en orden de prioridad nombrados en la sección 3.1.1.

Para regular las incorporaciones a la LGSE mediante la ley N°20.936 y de acuerdo con lo indicado en el artículo 72°-22; “Un reglamento regulará las materias necesarias para la debida y eficaz implementación de las disposiciones contenidas en el presente título”, se requiere un reglamento de servicios complementarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en la ley [6].

El reglamento de SSCC debe ser redactado por el Ministerio de Energía y se encuentra a la fecha en una versión preliminar. El objetivo del documento es establecer las disposiciones aplicables a los SSCC con que debe contar el Sistema Eléctrico Nacional.

Los requerimientos del reglamento para distintos tópicos se encuentran resumidos en la Tabla 3.

Tabla 3: Resumen de los requerimientos indicados en el Reglamento de SSCC.

Tópico	Requerimientos
Definiciones y categorías de SSCC	<p>El Coordinador deberá elaborar un informe con una “Propuesta de SSCC” la que deberá contener la definición y categorías de los servicios complementarios que puedan ser requeridos por el sistema para cumplir los principios de operación en el corto, mediano y largo plazo.</p> <p>Posterior a esto la CNE definirá los SSCC y sus categorías mediante Resolución SSCC.</p> <p>La propuesta deberá ser enviada cada vez que se determine la necesidad de proponer nuevos servicios o categorías.</p>
Definiciones previas	<p>Son SSCC, al menos, control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones de operación como ante contingencias. Estos servicios se prestarán a través de las instalaciones del sistema eléctrico mediante sus recursos técnicos.</p> <p>Se entiende por recursos técnicos, aquellos atributos de las instalaciones que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica.</p> <p>Son recursos técnicos: la capacidad de generación de potencia activa y/o capacidad de absorción o inyección de potencia reactiva de unidades generadoras o equipos, la potencia conectada de los Usuarios Finales, los Sistemas de Almacenamiento, entre otros.</p>
Licitaciones, subastas y prestación y/o instalación directa	<p>Siempre que existan las condiciones de competencia para la prestación de un SSCC, la materialización debe realizarse a través de una licitación o subasta. De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, el Coordinador podrá instruir la instalación en forma directa.</p> <p>Cuando el requerimiento de SSCC, identificado en el Informe SSCC, sea de cortísimo plazo, su materialización se deberá efectuar a través de subastas. Para efectos del reglamento, se entenderá por cortísimo plazo cuando el período de antelación entre la presentación de ofertas y la prestación del servicio sea igual o inferior a 15 días.</p> <p>Por otro lado, cuando el período de antelación entre la presentación de ofertas y la prestación del SSCC, identificado en el Informe SSCC, sea superior a 15 días o implique la instalación de nueva infraestructura para su prestación, la materialización se deberá efectuar a través de licitaciones de SSCC.</p>
Remuneración y Pagos SSCC licitados o subastados	<p>La valorización y remuneración de los Servicios Complementarios que sean licitados o subastados por el Coordinador corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta y recibirán esa remuneración durante todo el periodo de duración del Contrato SSCC.</p>

	Sólo se remunerarán los Servicios Complementarios que efectivamente se hubieran prestado en el periodo requerido
Remuneración y Pagos SSCC prestados y/o instalados directamente	Los servicios que deban ser prestados y/o instalados directamente por no existir condiciones de competencia, serán valorizados y remunerados mediante el Estudio de Costos. Este estudio deberá ser licitado y aprobado por el Coordinador, deberá realizarse cada cuatro años, sin embargo, se permiten actualizaciones entre cada estudio.
Financiamiento de los pagos de Servicios Complementarios	La remuneración por la prestación de los recursos técnicos de las instalaciones existentes que sean requeridos en la operación del sistema será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a Usuarios Finales a prorrata de sus retiros físicos. Las remuneraciones de las licitaciones de SSCC que se realicen para satisfacer los requerimientos de nuevos recursos técnicos y que impliquen la instalación de nueva infraestructura, serán financiadas por los Usuarios Finales a través de un cargo de Servicios Complementarios, el que será incorporado al cargo único.

3.2 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

De acuerdo al artículo 72°-19 de la LGSE [22], la Comisión Nacional de Energía “deberá analizar permanentemente los requerimientos normativos para el correcto funcionamiento del sector Eléctrico” una de estas normas es la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, cuyo objetivo general es establecer las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados [5].

En la norma se establecen las exigencias particulares que deben cumplir los actores del sistema, ya sean propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote instalaciones como centrales eléctricas, líneas de transmisión en todo nivel, enlaces HVDC, equipos de compensación, subestaciones eléctricas de cualquier tipo, etc. [5].

Para el caso de manejo de potencia reactiva y compensación la norma define los siguientes apartados, que se muestran a modo de resumen en la Tabla 4. Los artículos mostrados corresponden principalmente al Capítulo N°3: Exigencias Mínimas para Diseño de Instalaciones y al Capítulo N°5: Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio.

Tabla 4: Resumen de los requerimientos de reactivos de acuerdo con la NTSyCS.

Artículo	Requerimiento
Art. 3-21	Las instalaciones del sistema de transmisión deberán poseer el equipamiento de compensación de potencia reactiva necesario para cumplir con los requerimientos de tensión y reserva de potencia reactiva. Los equipamientos de potencia reactiva y su respectiva ubicación se determinarán en los Estudios y Procedimientos que se incluyan en el Reglamento de SSCC.

Art. 3-37	<p>Las maniobras de equipos de compensación de potencia reactiva y filtros, necesarias para mantener en rango la tensión y los armónicos, se deberán realizarse automáticamente.</p> <p>Las maniobras en filtros, reactores y capacitores en los extremos receptor y transmisor de corriente alterna no deberán producir variaciones de tensión superiores a un 2% de la tensión nominal en Estado Normal.</p>
Art. 5-22	<p>Las Instalaciones de Clientes Libres y Regulados deberán presentar un factor de potencia calculado en intervalos integrados de 15 minutos, en cualquier condición de carga, medido en sus respectivas Instalaciones de Conexión conectadas a los Puntos de Control del Cliente, según nivel de tensión como se indica a continuación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en los Puntos de Control con tensión nominal inferior a 30 [kV]. • 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV]. • 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV]. • 0,98 inductivo y 1,000 en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 200 [kV]. <p>La exigencia del factor de potencia medido deberá cumplirse en al menos un 98% del tiempo estadístico de cada mes.</p>
Art. 5-24	<p>El Sistema Interconectado deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del Sistema de Transmisión y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo que se deberá controlar que la magnitud de la tensión en las barras del sistema esté comprendida entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones con tensión nominal igual o superior a 500 [kV]. • 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV]. • c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones con tensión nominal inferior a 200 [kV].

4. Benchmarking de Prácticas Nacionales e Internacionales

4.1 Prácticas Internacionales: Recomendaciones para Entidades en Jurisdicción de NERC

North American Electric Reliability Corporation, de sus siglas en inglés NERC, es la organización encargada de asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico interconectado de Estados Unidos, denominado Bulk Power System (BPS) [23]. Es una autoridad regulatoria internacional sin fines de lucro, creada con el propósito de cumplir las siguientes funciones: desarrollar y reforzar estándares de confiabilidad, anualmente evaluar la confiabilidad estacional y a largo plazo, monitorear el BPS, y finalmente educar, entrenar y certificar personal.

La NERC define procedimientos, estándares y el Bulk Electric System (de ahora en adelante: BES), el que corresponde a los sistemas sobre 100 kV y excluye los sistemas radiales.

Entre los estándares a definir por NERC [24] se encuentran los estándares de planificación, los que deben ser utilizados por los responsables de planificar el sistema para mantenerlo bajo los criterios de confiabilidad y seguridad necesarios.

El estándar pertinente en este trabajo de título es el TPL-001-4, denominado “Transmission System Planning Performance Requirements” [25]. El criterio establece los requerimientos de planificación, con sus respectivos horizontes para desarrollar un BES que pueda ser operado confiablemente bajo un amplio espectro de condiciones y de contingencias probables. Dado que la planificación de reactivos en un componente crítico de la planificación a largo plazo, el procedimiento y los estudios están sujetos al estándar mencionado.

El estándar solicita para cada identidad planificadora los siguientes requerimientos:

- Tener un criterio de márgenes aceptables de voltaje para: régimen permanente, post contingencia y respuesta transiente.
- Definir criterios para identificar inestabilidades para condiciones de cascada, inestabilidad de tensión o islanding incontrolada.
- Coordinar responsabilidades entre entidades.
- Compartir las técnicas de planificación con sistemas vecinos.

El enfoque de este criterio está dado principalmente en mantener la estabilidad de tensión.

En virtud de la naturaleza dinámica de los reactivos deben ser tratados en forma local, es por esto por lo que NERC no propone estándares adicionales para su planificación. En su lugar propone prácticas para planificación de reactivos y control de tensión utilizadas por diferentes entidades a modo de recomendación. Para estos propósitos desarrolla una guía anual “Reliability Guideline: Reactive Power Planning”, siendo la vigente a la fecha la de diciembre de 2016 [26]. La guía provee las estrategias y practicas recomendadas para la planificación de potencia reactiva y control de tensión, además da cuenta de aspectos operacionales para mantener la confiabilidad de tensión y la mantención de suficiente capacidad de reactivos en el BPS.

En el presente trabajo de título se consideran las estrategias presentadas para planificación de reactivos sin centrarse en la operación del sistema. En ese horizonte, los recursos de reactivos deben ser planeados para soportar los requerimientos del sistema bajo un amplio rango de contingencias probables. Esto conlleva a un sistema que puede ser operado confiablemente bajo un amplio espectro de condiciones, como oscilaciones del peak de carga de verano/invierno u otras condiciones de carga extremadamente baja (como una madrugada de primavera o un fin de semana de vacaciones).

Las prácticas recomendadas en la guía “Reliability Guideline” se detallan en las siguientes secciones [26].

4.1.1 Estrategias y Prácticas Recomendadas por la “Reliability Guideline: Reactive Power Planning”

El propósito del documento presentado por la NERC es proveer herramientas que sirvan de guía y direccionen el modelamiento, el estudio y la localización de fuentes de reactivos en pro de robustecer los perfiles de tensión. Esta guía aplica principalmente a Coordinadores de Planificación (PCs), Planificadores de Transmisión (TPs), Operadores de Transmisión (TOP), Operadores de Generadores (GOPs), Dueños de Generadores (GOs), Proveedores de Distribución (DPs) y Coordinadores de Confiabilidad (RCs)

Si bien, las necesidades de planificación y operación de reactivos varían significativamente a través del territorio de la NERC, existen puntos en común en: las ventanas de tiempo a analizar, las técnicas de estudio y los procedimientos a utilizar.

1. Ventanas de Tiempo en Análisis de Potencia Reactiva

Para efectos de planificación, NERC separa el estudio de potencia reactiva para entender de mejor forma los requerimientos del sistema.

- Régimen Permanente, Pre Contingencia: En operación de régimen permanente los voltajes en el sistema son mantenidos dentro de los rangos programados en el set point correspondiente. Se realizan ajustes manuales a los elementos de la red para mantener los programas durante el día, mientras que la carga y los niveles de transferencia varían. La red se encuentra operando en un “estado seguro” dado que no existen límites de operación sobrepasados. Si se pronostica una situación de post contingencia, una situación de alta o baja tensión, las acciones correctivas deben ser realizadas en pre contingencia para mitigar el posible estado futuro. Las acciones consisten en conectar o remover equipos shunt del sistema.
- Transiente: Esta ventana de tiempo ocurre inmediatamente posterior a una contingencia, su duración típica es de 0 a 3 segundos. En este tiempo, los recursos reactivos dinámicos deben soportar las oscilaciones de tensión del sistema de forma crucial, sobre todo en los puntos de interconexión de sistemas donde existen grandes transferencias de energía. Dada la necesidad de una rápida respuesta para amortiguar las oscilaciones del sistema, en esta ventana de tiempo el enfoque está en los recursos dinámicos, al contrario de un estado de régimen permanente donde el enfoque está dado en los recursos estáticos.

- **Análisis Mid-Term Dinámico:** Esta ventana se da luego de la primera respuesta transiente, tiene una duración típica entre 3 y 30 segundos. El sistema si es estable, empezará a disminuir sus oscilaciones y llegará a una nueva condición de régimen permanente. Mientras que las oscilaciones transitorias se amortiguan, el sistema se encuentra en un estado transitorio llamado mid-term dinámico. Durante esta ventana deben operar los controles automáticos (como el switcheo rápido de equipos shunt) y los recursos dinámicos de reactivos deben seguir continuamente ajustándose. Las acciones manuales lentas no están incluidas en este análisis.
- **Análisis Long-Term Dinámico, Post Contingencia:** Esta ventana toma lugar una vez que el sistema ha encontrado un nuevo punto de equilibrio luego de una contingencia. Típicamente tiene una duración de 30 segundos a 3 minutos. El análisis post-contingencia se realiza para evaluar estabilidad de tensión y seguridad, debe incluir los resultados de todos los controles automáticos que responden en el rango de tiempo señalado, lo que incluye: los sistemas de excitación, la respuesta del governor, AGC y FACTS.
- **Régimen Permanente, Post Contingencia:** La última ventana de tiempo tiene una duración entre 3 y 30 minutos. En este periodo el sistema retorna a los límites de operación aceptables. Todos los controles manuales y automáticos están incluidos en este análisis.

4.1.1.1 Técnicas de Estudio de Potencia Reactiva

- **Análisis de Contingencia:** Este análisis se realiza para asegurar que el sistema permanecerá dentro de sus rangos de emergencia térmicos y de voltaje, inmediatamente después de una contingencia que involucre la pérdida de un elemento (condición N-1), pero sin intervención del operador. El sistema debe ser capaz de esto en todas las situaciones incluyendo las situaciones de operación con mínima y máxima condición de carga.

Además, el sistema debe ser capaz de soportar contingencias N-2 seleccionadas y algunas extremas (menos probables) sin sufrir colapso de tensión, desconexión en cascada, o inestabilidades.

En general, las contingencias que resultan en un colapso de tensión no tienen convergencia en la solución del flujo de potencia en situación de post contingencia. Este caso divergente generará resultados con condiciones erróneas, como voltajes extremos, y no servirán para su análisis. Sin embargo, el punto en donde se obtiene la divergencia del flujo proveerá el límite de estabilidad, pero no dará una noción del impacto o la propagación del colapso de tensión.

- **Análisis QV:** El análisis mediante curvas QV, refleja la sensibilidad del voltaje en una determinada barra con respecto a las inyecciones de potencia reactiva. El propósito de este estudio es determinar la última unidad Var de reactivos que puede soportar una barra antes de provocar colapso de tensión.

Un sistema se puede definir estable en términos de tensión, si la sensibilidad Q-V es positiva para cada barra del sistema, es decir, si un cambio positivo de reactivos genera un cambio en el mismo sentido en la tensión. Por el contrario, si un cambio positivo en potencia reactiva produce una reducción del voltaje del sistema, se habla de un sistema inestable.

En la Figura 9, se observa una curva QV típica. El punto mínimo de la curva representa el punto de estabilidad de tensión, el que representa el máximo incremento permisible en carga reactiva en la respectiva barra.

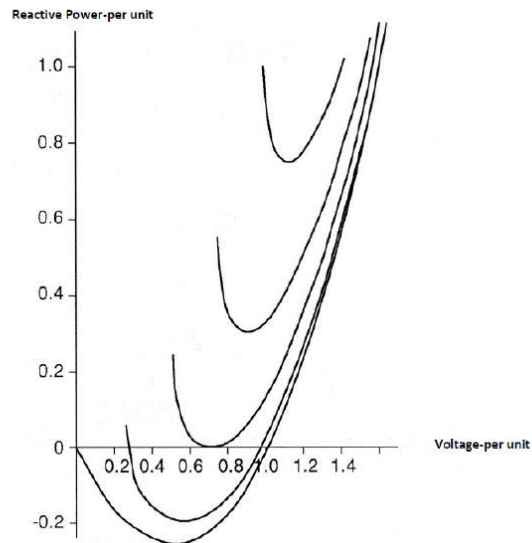


Figura 9: Curvas QV típicas. [26]

El análisis con curvas QV es realizado en condiciones pre y post contingencia. En este último caso, la línea involucrada en la contingencia es removida de servicio hasta establecer una nueva condición de operación, las curvas QV son generadas en esta condición para establecer los puntos de estabilidad para el evento dado.

La principal ventaja del análisis QV es que el requerimiento de potencia reactiva puede ser obtenido sin verse afectado por problemas de convergencia en el flujo de potencia. Del mismo modo, realizando un flujo AC completo, el método es capaz de representar todos los efectos en el sistema y los controles sin compromiso numérico. No obstante, el método posee desventajas, para realizarlo se debe pre seleccionar una barra del sistema, que representa una condición particular de colapso de tensión, pero que puede no revelar los reales problemas de estabilidad de tensión del área. Otra desventaja es la velocidad de evolución, el análisis QV es relativamente lento dado que consiste en correr una serie de flujos de potencia, sin embargo, utilizando herramientas computacionales en paralelo los problemas de velocidad pueden ser eliminados.

- **Análisis PV:** Este análisis entrega la sensibilidad de tensión de una determinada barra respecto a los incrementos de potencia activa. Puede ser realizado en condiciones de pre o post contingencia y es masivamente utilizada para determinar los límites de operación de tensión.

El análisis consiste en incrementar la transferencia de potencia activa desde un punto inicial de operación, para monitorear el voltaje en la red.

El punto de inestabilidad de tensión puede ser determinado mediante el análisis de las curvas PV y entrega la información relacionada a la cantidad permisible de potencia

transferida, así como también las locaciones donde la potencia reactiva puede ser deficiente para mantener la tensión. En la Figura 10, se observa una curva típica PV.

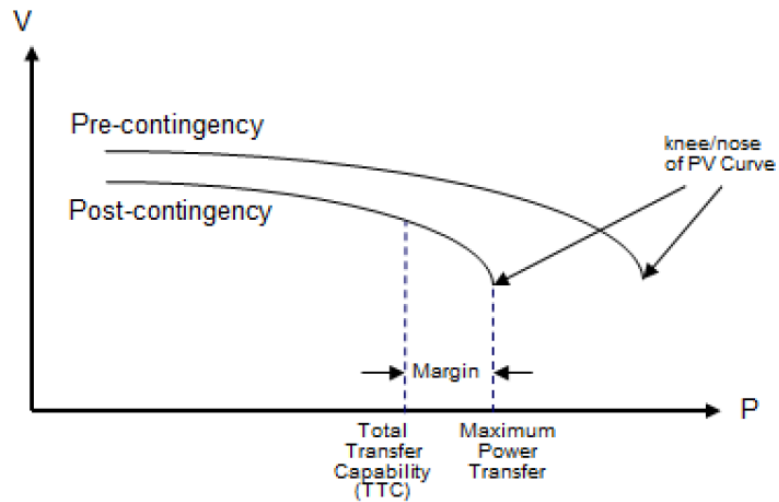


Figura 10: Curvas PV típicas. [26]

El punto máximo de transferencia de potencia está dado por el punto “nariz” de la curva PV, en donde la sensibilidad dV/dP aumenta rápidamente y la solución del flujo de potencia generalmente resultará en no convergencia.

- **Análisis de Estabilidad Transitoria:** Luego de despejada una contingencia, el voltaje oscilará incrementándose y luego decayendo, en esta última parte, prevenir transientes en caídas de tensión excesivos es importante tanto para confiabilidad del sistema como calidad de suministro. La oscilación no debe ser muy grande y causar daños colaterales como desconexión de carga o generación, además, la caída no debe causar colapso de tensión.

Muchos factores influyen en que tan grande es la caída de tensión de la oscilación, como los niveles de transferencia en pre contingencia, los niveles de carga, los voltajes antes de la contingencia y la reserva reactiva que se posea antes de la situación. Si el resultado de la simulación indica que la caída es muy grande, cualquiera de los factores anteriores debe ser modificado para evitarlo.

4.1.1.2 Coordinación de Reactivos

En el horizonte de planificación, es necesario velar por una capacidad suficiente de recursos reactivos, con el objetivo de que el sistema de transmisión pueda adquirir los requerimientos de planificación y poder ser operado confiablemente en un amplio espectro de condiciones sistémicas y seguido de un amplio rango de contingencias probables. Para lograr esto es necesario una coordinación constante por parte de los actores del sistema, es por esta razón que la NERC lo incluye como un apartado de su guía de planificación de reactivos. La coordinación que es relevante para el presente trabajo de título es la que existe en el límite de distribución y transmisión.

4.1.1.2.1 Coordinación Transmisión a Distribución

La NERC distingue tres procesos para la coordinación de reactivos en el límite involucrado: Modelación, Planificación y Operación. Para efectos de este trabajo se considerarán los dos primeros, dejando de lado en horizonte de operación.

El límite entre el sistema de transmisión y el de distribución es modelado en los flujos de potencia, análisis de estabilidad y en tiempo real, como cargas modeladas en MW o MVar. Las cargas pueden ser simplemente modeladas en el lado de alta tensión de la barra o subestación o ser modeladas detrás del transformador de bajada y/o como las impedancias de distribución equivalentes.

El voltaje y el desempeño de la potencia reactiva del sistema, puede verse fuertemente afectado por el factor de potencia de carga, (LPF de sus siglas en inglés; Load Power Factor) modelado en el límite de transmisión y distribución. La coordinación de este es fundamental para la planificación. Ambas partes requieren generar acuerdos mutuos para establecer estándares de factor de potencia mínimos y máximos para asegurar confiabilidad.

El tener un mínimo y un máximo asegura que la componente reactiva de la carga no contribuirá a disminuir o aumentar el voltaje en el BES. Si el factor de potencia cae o sube de la banda permitida, el Distribuidor deberá tomar acciones en su plan de reactivos para corregirlo.

4.1.2 Tratamiento de Reactivos en Estados Unidos

Dadas para diferencias del comportamiento de los reactivos, la planificación debe ser determinada de forma más puntual en los subsistemas o de forma local.

En la Figura 11, se observa un mapa con las diferentes entidades que poseen criterios de planificación con consideración de reactivos. En la Tabla 5 se detalla el tipo de entidad requerida y su enfoque en la planificación.



Figura 11: Mapa de EE. UU. con la ubicación espacial de las entidades revisadas.

Tabla 5: Entidades revisadas, su categoría y enfoque de compensación. [26]

Entidad	Tipo	Enfoque
FRCC	Entidad Regional	Compensación de Línea
ERCOT	Operador	Compensación de Línea
MISO	Operador	Compensación de Línea
PJM	Operador	Compensación de Línea
ISO-NE	Operador	Compensación de Línea y Compensación de Factor de Potencia
Southern Company	Utility	Compensación de Factor de Potencia
SRP	Utility	Compensación de Factor de Potencia
EKPC	Utility	Compensación de Factor de Potencia

Para ejemplificar el tratamiento de reactivos se resumen las prácticas de tres entidades con diferentes enfoques y distintas zonas de compensación.

4.1.2.1 ISO New England

El operador independiente del sistema de New England con sus siglas en inglés ISO-NE, es una corporación sin fines de lucro encargado de la operación confiable y a mínimo costo del sistema eléctrico de New England [27], manteniendo el balance entre generación y demanda las 24 horas los 7 días a la semana. Además, administra el mercado eléctrico de la región y es el responsable de planificar la parte del sistema de transmisión en donde ejerce “Autoridad Operacional” en líneas por sobre los 69 kV [28], dicha planificación se realiza con un horizonte de tiempo de 10 años. Es su labor coordinar el flujo eléctrico entre los seis estados de la región de New England: Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, y Vermont [29]. Para cada uno de estos estados ISO-NE establece estándares de confiabilidad y planificación, no obstante ISO-NE es parte de un sistema más grande determinado por el territorio de jurisdicción de la Entidad Regional correspondiente, en este caso la Northeast Power Coordinating Council, que desarrolla, implementa y refuerza los criterios de confiabilidad para el diseño y operación de los sistemas interconectados. Del mismo modo ISO-NE es parte de la interconexión global del sistema eléctrico de Estados Unidos, por lo que está sujeto a los estándares de la NERC por sobre todos los demás.

En la Figura 12 se observa la ubicación de ISO-NE y los territorios asociados a las jurisdicciones a las que está sometido.

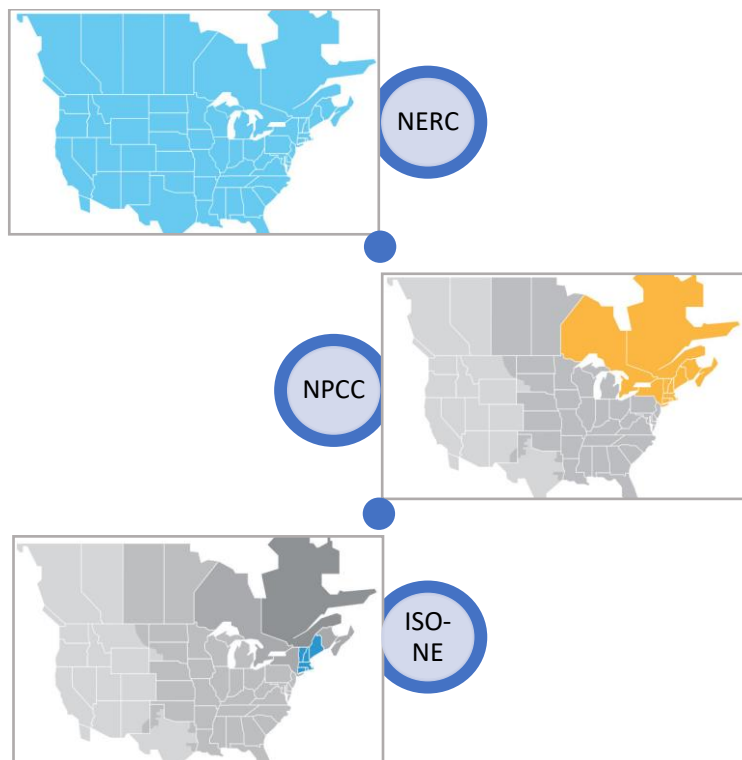


Figura 12: Jurisdicciones a las que está sometido ISO NE.¹

ISO-NE da suministro eléctrico a 14,7 millones de personas. Los valores típicos del peak de demanda para un día normal de verano varía entre 17.500 y 22.000 MW, convirtiéndolo en un sistema con peak de verano [30].

Entre sus estándares de planificación se encuentra gestionar los reactivos para cumplir criterios de tensión. El estándar de voltaje para la planificación de la transmisión utilizado por ISO-NE fue creado para satisfacer tres restricciones [28]:

1. Mantener el voltaje en la distribución y el cliente final entre los límites requeridos.
2. Mantener el voltaje de los equipos de transmisión y los equipos conectados al sistema dentro de los límites de operación propios.
3. Evitar colapso de tensión.

El voltaje máximo está determinado por los equipos, y el voltaje mínimo está limitado por los requerimientos de los clientes y el límite de colapso de tensión.

Los escenarios para lo que son válidos los criterios de tensión son los siguientes:

- Pre contingencia.
- Post contingencia antes de operación de equipos.

¹ <https://www.iso-ne.com/about/what-we-do/in-depth/industry-standards-structure-and-relationships>

- Post contingencia después de operación de equipos.

Para los estudios de planificación ISO-NE utiliza un pronóstico de la demanda, elaborado en el Reporte de la comisión “The Capacity, Energy, Loads, and Transmission (CELT)”. El reporte se publica anualmente y contiene el pronóstico de 10 años de la demanda para todo el territorio de New England. Además, contiene el pronóstico para condiciones meteorológicas esperadas, en particular son dos condiciones las incluidas en los estudios [31]:

- Nivel de carga 50/50: Es el peak de demanda esperado cada dos años. Es la carga que tiene un 50% de probabilidad de excederse del pronóstico.
- Nivel de carga 90/10: Es un nivel de carga en una condición extrema climatológica y corresponde al peak de demanda esperado cada 10 años. Es la carga que tiene un 10% de probabilidad de excederse del pronóstico.

Los escenarios son utilizados en estudios de planificación bajo distintos niveles de carga [28]:

- Peak Load: Corresponde al pronóstico de carga donde se toman el 100% de los datos del 90/10 proyectado de la carga peak de verano. Además, incluye pérdidas del 8% de la carga, 2,5% de pérdidas de transmisión y de los transformadores y un 5,5% de pérdidas en distribución.
- Intermediate Load: Representa a la carga en horas no peak en verano y las cargas durante horas peak en primavera y otoño. Es tomada revisando la carga actual del sistema de 3 años (2011-2013) y aproximando el valor de carga a la igual o menor al 90% del tiempo, lo que corresponde a 7884 horas. El valor que ISO-NE ha fijado para este nivel de carga es de 17.636 MW.
- Light Load Level: Este nivel es desarrollado revisando la demanda actual del sistema de los últimos 10 años y aproximando el valor a la demanda del sistema igual o menor al valor correspondiente que se presente por 2000 horas. El valor que ISO-NE ha fijado para este nivel de carga es de 12.136 MW.
- Minimum load: Este nivel es desarrollado revisando la demanda mínima actual del sistema excluyendo los datos provenientes de condiciones de grandes salidas de líneas como el caso de huracanes. El valor que ISO-NE ha fijado para este nivel de carga es de 8.864 MW.

Un resumen del procedimiento de compensación que realiza ISO-NE para asegurar el voltaje dentro de los límites se resume en la Tabla 6:

Tabla 6: Especificaciones de la compensación de línea realizada por ISO-NE.

Compensación de Línea		
Nivel de Tensión	Escenarios	Condiciones de Simulación
Sobre los 69 kV.	Pre Contingencia y Post Contingencia. Para régimen permanente y transiente ambos.	Para los estudios se analizan diferentes niveles de carga: <ul style="list-style-type: none"> • Peak Load 90/10. • Intermediate Load. • Light Load. • Minimum Load.

Estudios	Rangos de Tensión Permitidos	Contingencias Simuladas
<p>Análisis de flujo de potencia para los niveles de carga y simulaciones dinámicas.</p> <p>Se deben satisfacer tres restricciones:</p> <p>Mantener voltaje en el sistema de distribución.</p> <p>Mantener la tensión en los equipos del sistema de transmisión.</p> <p>Evitar colapso de tensión.</p>	<p>Pre Contingencia: 0,95-1,05 pu</p> <p>Post Contingencia: Mayor o igual a 0,90 antes del switching de los equipos y acción de taps, luego debe ser mayor a 0,95.</p> <p>Luego de la acción de los equipos no debe ser superior a 1,05.</p>	<p>N-1: Todos los dispositivos shunt son modelados conectados y desconectados en situación pre contingencia, para estar preparados para situaciones de alta o baja tensión.</p> <p>N-1-1: Se modelan los dispositivos shunt conectados y desconectados entre la primera y segunda contingencia, para prepararse para la segunda contingencia mientras que el estándar de voltaje es satisfecho para la primera contingencia primero.</p>

Además de los criterios de compensación de línea, ISO-NE incluye en sus estudios de planificación supuestos del factor de potencia de carga [28]. Cada dueño transmisor en New England determina el factor de potencia que asumirá en la carga en su territorio (barra de distribución) bajo un procedimiento específico y apropiado para su área de servicio particular.

En la Tabla 7, se resumen los métodos utilizados por las compañías transmisoras en el área de New England para setear el valor del factor de potencia a ser usado en sus modelaciones del sistema, en condiciones de 90/10 Peak Load, Intermediate Load y Light Load. Además, ISO-NE fija, con ciertas excepciones, el factor de potencia para la condición de Minimum Load en 0.998 capacitivo en las barras de distribución para todas las cargas en New England.

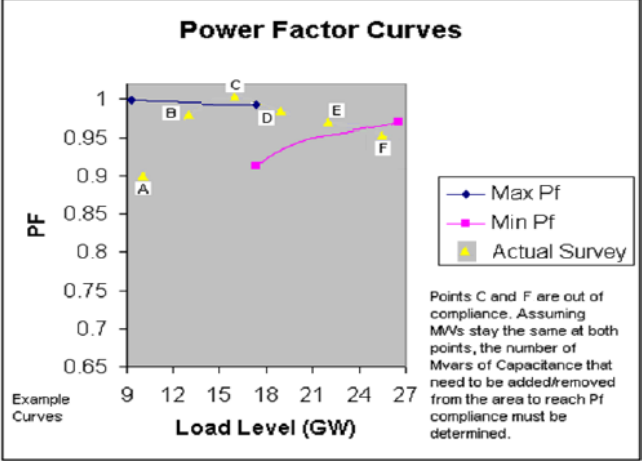
Tabla 7: Criterios utilizados por las compañías transmisoras para fijar su factor de potencia. [28]

Compañía	Supuesto utilizado en la modelación
Emera Maine (BHE)	Usa valores históricos de factor de potencia
CMP	0.955 inductivo
Municipal Utilities	Usa valores históricos de factor de potencia
National Grid	Factor de potencia unitario en la barra de distribución
Eversource (Boston, NSTAR North)	Promedio de 3 años en la barra de distribución
Eversource (Cape Cod, NSTAR South)	0.985 inductivo para la barra de distribución
Eversource (UN)	0.990 inductivo para la barra de distribución
UI	0.995 inductivo para la barra de distribución
VELCO	Usa valores históricos de factor de potencia

Adicionalmente, ISO-NE define criterios operacionales de corrección del factor de potencia para determinadas áreas [32]. Para asegurar que las cargas del sistema de distribución se encuentren dentro del rango de factor de potencia aceptables, ISO-NE conduce un estudio anual para determinar bandas en función del nivel de carga donde el factor de potencia puede variar. La

compañía dueña de la transmisión es responsable de monitorear el factor de potencia en todas las barras de distribución con el fin de añadir o remover fuentes reactivas para cumplir con la banda impuesta para el área. La metodología de este estudio se puede revisar con más detalle en [33]. En la Tabla 8, se encuentra se forma resumida y simplificada el estudio.

Tabla 8: Resumen de las prácticas operacionales de ISO NE para compensar el factor de potencia.

Compensación del Factor de Potencia		
Nivel de Tensión	Enfoque	Escenarios
Inferior a los 69 kV.	Corrección del factor de potencia en el límite TO/DP con separación de áreas de servicios y procesos diferenciados. Se fijan bandas de FP en función del nivel de carga.	90/10 peak load, Carga intermedia y Light Load. Todos en situación pre contingencia y post contingencia solamente en light load e intermedia (donde existe el FP máximo).
Estudio		
Objetivo del Estudio	 <p>The graph, titled "Power Factor Curves", plots Power Factor (PF) on the y-axis (ranging from 0.65 to 1.0) against Load Level (GW) on the x-axis (ranging from 9 to 27). It features three data series: "Max Pf" (blue line with diamond markers), "Min Pf" (magenta line with square markers), and "Actual Survey" (yellow triangles). The Max Pf curve starts at 1.0 for 9 GW and remains high, with points B, C, and D marked. The Min Pf curve starts at approximately 0.92 for 18 GW and rises to about 0.97 for 27 GW, with points E and F marked. Actual survey points A, B, C, D, E, and F are scattered around these curves. A legend and a note are provided: "Points C and F are out of compliance. Assuming MWs stay the same at both points, the number of Mvars of Capacitance that need to be added/removed from the area to reach Pf compliance must be determined."</p>	
Determinar para cada área y cada nivel de carga un factor de potencia mínimo y máximo. Se busca generar curvas de factor de potencia, como las que se muestra en la Figura 13.	<p>Figura 13: Ejemplo de curvas de factor de potencia generadas como estándares por el estudio.</p>	

4.1.2.2 EKPC

East Kentucky Power Cooperative, en inglés EKPC, es una utility sin fines de lucro de generación y transmisión eléctrica. Es una cooperativa compuesta por 16 miembros y dueños que en conjunto se conoce como Kentucky's Touchstone Energy Cooperatives. Distribuye energía a través de 586.761 metros a 1,1 millones de consumidores a lo largo de 87 condados. EKPC es un sistema con peak de invierno, alcanzando los 2.890 MW [34]. En la Figura 14, se observa el territorio abarcado por los 16 miembros de la cooperativa, en el estado de Kentucky.



Figura 14: Zonas de servicio de los integrantes de EKPC.

El sistema está compuesto por líneas de 69, 138, 161 y 345 kV.

La Utility se unió a PJM el 2013 la que al ser una RTO (Regional Transmission Organization), está registrada en la entidad regional SERC, que a su vez sigue los estándares y obligaciones de confiabilidad dadas por la NERC. De esta forma PJM tiene las siguientes funciones: Autoridad de Balance, Autoridad de Intercambio, Coordinador de Planificación, Coordinador de confiabilidad, Planificador de Recursos, Operador de Transmisión, Planificador de la Transmisión y Proveedor de Servicio de Transmisión. Algunas de estas funciones son compartidas con EKPC que consecuentemente también es miembro de SERC. Existen 98 estándares de confiabilidad de NERC que deben ser cumplidos, basado en sus funciones EKPC debe cumplir 43 de estos, de la misma forma PJM es responsable de otros 38 estándares. Finalmente existen 17 estándares que son de mutua responsabilidad [35].

Las funciones explícitas de EKPC en el sistema son diseñar, operar, mantener las estructuras y ser responsable de las subestaciones de distribución. Entre los criterios de responsabilidad conjunta, se encuentran los de planificación, de este modo PJM y EKPC continúan refinando sus criterios y desarrollando constantemente nuevos.

La última guía de planificación de la transmisión y distribución a la fecha disponible data del 2015 [35], donde se especifica el plan de expansión para un horizonte comprendido de 2015 a 2030. En él se reportan construcción de nuevas líneas, subestaciones e instalación de nuevos bancos de condensadores. Estos últimos con motivo de proveer mejor utilización de la red existente al retrasar la necesidad de nuevas líneas y/o subestaciones, a la vez reducen algunas de las pérdidas del sistema cuando se encuentran energizados.

Al igual que ISO-NE, EKPC realiza sus estudios de planificación para dos condiciones de pronóstico de carga, 90/10 y 50/50 de este modo identifican restricciones térmicas o limitaciones de tensión en el sistema debido a condiciones extremas de clima durante verano o invierno.

Dado que EKPC es una Utility, abastece todos los requerimientos de las 16 cooperativas de distribución miembros de ella. Esto incluye la planificación de todos los “delivery points”

(subestaciones de distribución) en conjunto con los respectivos miembros de sistema. La Utility monitorea la carga peak del transformador de la subestación estacionalmente, con el fin de identificar potenciales problemas de carga en los puntos. También realiza la proyección de la demanda para cada subestación de distribución.

EKPC realiza esta planificación para distribución considerando un horizonte de 4 años, de este modo determina las mejoras y expansiones para los puntos de conexión [35]. Además de estas mejoras, EKPC trabaja con sus miembros de distribución en proyectos para mejorar el factor de potencia en media tensión, esto para aumentar la capacidad disponible de las subestaciones, retrasar la construcción de nuevos proyectos y reducir las pérdidas del sistema. Para esto realizan un estudio de factor de potencia para identificar las subestaciones en las cuales se producen mayores beneficios de la utilización del sistema a través del factor de potencia.

El objetivo principal del estudio es identificar los niveles de reactivos económicamente justificables, y recomendar un factor de potencia óptimo para ser alcanzado en el lado de media tensión para cada subestación de bajada. Los beneficios económicos que son considerados como resultado de la corrección del factor de potencia son catalogados en tres categorías [36]:

- Aplazamientos en subestaciones de distribución.
- Aplazamientos en proyectos en el sistema de transmisión.
- Ahorros de las pérdidas del sistema de transmisión.

Los beneficios de corregir el factor de potencia son evaluados a 5 niveles diferentes: 95%, 96%, 97%, 98% y 99%, todos inductivos.

Los beneficios de retrasar las subestaciones de distribución son evaluados determinando el año en que cada transformador estará sobrecargado producto el factor de potencia existente y para cada uno de los niveles anteriores. Se realiza un análisis de valor presente para determinar el valor de aplazar el proyecto de distribución como resultado de la corrección de factor de potencia.

Para determinar los beneficios de aplazar los proyectos de transmisión a partir de la corrección del factor de potencia se realiza un flujo de potencia utilizando condiciones de peak de verano. Se simulan cada uno de los cinco niveles de corrección y se identifica el año en donde el proyecto se hace necesario, con esto mediante un análisis de valor presente se determina el ahorro resultante de la corrección del factor de potencia.

Para cuantificar la reducción de las pérdidas debido a la corrección del factor de potencia se realiza un análisis de flujo de potencia. Para esto cada subestación es corregida acorde a los cinco niveles y se determinan los MW de pérdidas para cada uno de ellos. Las pérdidas son comparadas con las de cada subestación en su existente factor de potencia. Realizando un análisis de valor presente a 20 años se determina el valor económico de la reducción de las pérdidas al corregir el factor de potencia.

El ahorro de estas tres categorías es sumado para cada subestación, para cada nivel de corrección. El costo de corregir en las subestaciones también es considerado, de modo que el resultado del estudio es un listado ordenado de mayor a menor de los beneficios económicos para cada subestación y para cada nivel. De esta manera EKPC comienza a trabajar en conjunto con los miembros en los proyectos del principio de la lista, para lograr el factor de potencia óptimo [36].

4.1.2.3 SRP

Salt River Project, de sus siglas en inglés (SRP) es una Utility pública integrada que provee generación, transmisión y distribución a más de 1 millón de clientes en su área de servicio abarcando tres condados de Arizona, incluida parte de Phoenix conocida como El Valle. Su sistema cuenta con una demanda peak de 6.8730 MW [37].

Miles de condensadores son instalados en todo el sistema de distribución. El primer objetivo de esto es mantener un factor de potencia en condiciones de peak de carga. El factor por mantener en estas condiciones es 0.98 capacitivo en el lado de baja tensión, esto con el intento de mantener un factor de potencia unitario en el lado de alta de la subestación. De este modo, el factor de potencia capacitivo compensa las subestaciones industriales sin compensación y el factor de potencia unitario mantiene el balance con otras utilities [15].

El principal objetivo del condensador no es mantener voltaje, para el caso de SRP, que no posee alimentadores largos, esta labor es dejada a los tap del transformador que cumplen la función de regular tensión.

El sistema de SRP es un sistema con peak de verano, por lo que cada época estival se realiza un estudio de condensadores para determinar los requerimientos reactivos para el año siguiente, los datos de entrada del estudio son los siguientes [15]:

- MW y MVar para cada subestación en condición de peak.
- El listado de los bancos de condensadores con su respectivo tamaño y su estado de operación en la condición de peak.
- La demanda proyectada para el verano siguiente.

Los MVar necesarios para el año siguiente son determinados al comparar los resultados de la demanda proyectada con el peak de MW y MVar actual. Finalmente, la salida del programa es un listado de las potenciales necesidades a desarrollar y a partir de aquello se toma la decisión de qué condensadores instalar. Los requerimientos del condensador se desarrollan en base a cada transformador.

Mayores detalles de los criterios utilizados por otros operadores se puede encontrar en el resumen de prácticas disponible en el Anexo A, sección 10.1.

4.2 Prácticas en Chile

4.2.1 Enel

Enel distribución Chile S.A. es una empresa de distribución de energía eléctrica que representa cerca del 40% del total de ventas de las distribuidoras del país, convirtiéndola en la distribuidora más grande. Su área de concesión abarca 2.065,7 km², extendiéndose por 33 comunas de la región metropolitana, abasteciendo en total a 1.825.519 clientes, libres y regulados [38]. En la Figura 15, se observa el área de concesión de Enel en la región metropolitana.

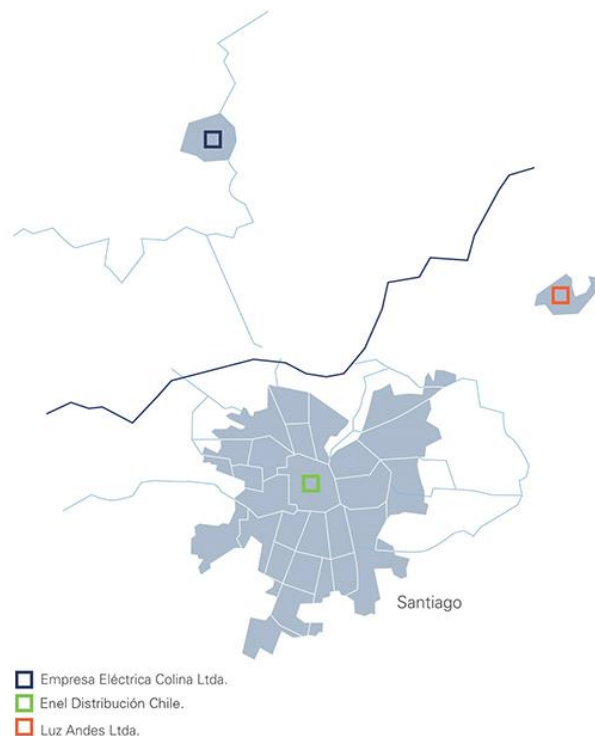


Figura 15: Zona de concesión de Enel distribución.

La experiencia de Enel con la compensación de reactivos parte el año 2003 donde frente a un cambio en el decreto de precio nudo, en particular el Decreto Ley N° 249 que fija los precios de nudo vigentes a partir del 2 de diciembre del 2002 y modifica el cálculo de las multas por potencia reactiva en el Sistema Interconectado Central [10], da una fuerte señal económica para compensar subestaciones de media tensión y alimentadores debido a las altas multas por factor de potencia que se estaban cursando, en el orden de 5 y 6 veces superior a las anteriores al decreto. A partir de esto la distribuidora comienza un plan acelerado de instalación de bancos de compensación de dos años.

Los criterios para instalar compensación son los siguientes:

- Subestaciones con espacio disponible para el equipo.
- Los transformadores por compensar deben tener cambiador automático bajo carga, para regular tensión al momento de la conexión del banco y no ver comprometida la calidad del suministro.

- Los alimentadores subterráneos no están contemplados.
- Ningún alimentador debe tener más de tres bancos de compensación instalados, dada la complejidad del control.
- No debe producirse sobrecompensación.

Para determinar la compensación a instalar se realiza un análisis económico donde se valorizan los costos modulares de la compensación, por otro lado, se valorizan los beneficios de instalar compensación al evitar las multas y reducir los costos por cargo de factor de potencia, es importante señalar que no se considera el ahorro por pérdidas.

En primera instancia el análisis se realiza para distribución y media tensión, logrando instalar 220 MVAR. Esta práctica no se realiza actualmente debido el elevado costo del mantenimiento y la ausencia de señal económica para realizarla.

El análisis para instalar compensación en barras de media tensión de subestaciones de poder sigue la siguiente metodología:

- Se analiza la curva de carga del transformador en términos de la potencia reactiva.
- Mediante un algoritmo se intenta seguir la curva con montos discretos de compensación.
- Se cuantifica la disminución de reactivos al sistema y se valoriza la potencia reactiva al nodo donde los cargos son pagados, es decir en los puntos de compra de 220 kV.
- Se calcula el ahorro por cargos de factor de potencia.
- Se calculan los costos de inversión.
- Se realiza un VAN proyectado a 5 años para cada subestación considerando los ahorros y los costos.
- Se lista en orden de prioridad las subestaciones de acuerdo con el VAN encontrado y en base a esto se determina en cual invertir.

Del análisis se encontró que la capacidad óptima a instalar corresponde a bancos de 4.8, 7.2 y 10.4 MVAR con 3 o 4 etapas.

La misma metodología basada en el algoritmo diseñado, se aplica para la instalación de bancos de condensadores en subestaciones de alta tensión, de forma que se compensa directamente en los puntos donde la distribuidora paga los cargos.

4.2.2 Saesa

Saesa es la principal filial del Grupo Saesa. La empresa distribuidora da suministro a la zona sur del país, entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos, sumando un total de más de 365 mil clientes [39].

Para la distribuidora, realizar estudios en el sistema de transmisión zonal es una necesidad que nace de mantener la calidad de suministro a sus clientes. En particular para la compensación de reactivos, SAESA pone en marcha en el año 2015, con una duración de dos años hasta la puesta en servicio, un estudio de ubicación de bancos de condensadores óptimos para su sistema con el objetivo de dar cumplimiento a los siguientes requerimientos:

1. Mejorar las tensiones de la red.
2. Mejorar el factor de potencia.
3. Darle flexibilidad al sistema para enfrentar contingencias de forma apropiada.

Los objetivos del análisis realizado son:

- Definir la ubicación y dimensionamiento de la capacidad de reactivos disponible para las condiciones sistémicas estudiadas.
- Cumplir los estándares establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, referidos a la utilización de potencia reactiva existentes o proyectados incluyendo su diseño, instalación, seguridad y operación.
- Simular los escenarios operacionales que resulten más críticos para la seguridad y calidad del servicio. Entre estos se incluyen los correspondientes a estados con máxima y mínima demanda y generación.

La zona de estudio incluye instalaciones del sistema nacional y zonal, con énfasis en el sistema zonal de 110 kV, 66 kV y 23 kV.

El sistema eléctrico se modela mediante el uso de la herramienta PowerFactory, se incluyen las obras en conocimiento y grados de certeza, incluyendo todos los elementos de compensación disponibles, además se incluyen las tasas de crecimiento de demanda en los alimentadores zonales proyectadas a 5 años. La demanda es proyectada considerando potencia activa y reactiva con un factor de potencia constante.

Con estos antecedentes se generan los escenarios de operación con los que se realizan los análisis estáticos y dinámicos. Adicionalmente se incluyen eventos de simulación para la modelación dinámica, tales que representen la mayor exigencia del sistema, como la ocurrencia de eventos que minimicen la reserva de energía reactiva de la zona y contingencias. También se incluyen simulación de transitorios electromecánicos para verificar estabilidad de tensión de las barras de la zona.

Con el análisis estático de flujo de potencia se obtiene el comportamiento de la tensión en las barras del sistema, en estado normal de operación y también en post contingencia, con el fin de obtener

la potencia reactiva necesaria para mantener los niveles de tensión dentro de los límites indicados para el Estado Normal y de Alerta según indica la NTSyCS.

Con los datos obtenidos de las simulaciones es posible identificar los puntos del sistema donde se requiere compensación, para dimensionar la capacidad se intenta seguir la curva de consumo para dar requerimientos a las proyecciones.

Para definir las etapas del banco de condensadores, se consideran los efectos asociados a las maniobras de operación y conexión, las que no deben producir variaciones de tensión superiores a las permitidas en el artículo 3-37° de la NTSyCS, ni pueden provocar deterioro de la calidad de suministro asociado por ejemplo a distorsiones armónicas. Adicionalmente la definición de la cantidad de etapas permite controlar las variaciones del factor de potencia, para el cumplimiento del tiempo mínimo estadístico requerido por la norma.

Finalmente se define la conexión del BBCC a utilizar, decidiéndose la utilización de la conexión estrella y doble estrella con neutro flotante, que posee la ventaja de impedir la circulación de armónicas de secuencia cero, y adicionalmente disminuye la capacidad interruptiva del sistema de protección.

Cabe mencionar que por razones económicas y dificultad en el mantenimiento toda la compensación se realiza en subestaciones de poder y no en distribución.

5. Análisis del Sistema de Transmisión Zonal entre Subestación Alto Jahuel y Charrúa

En base a los análisis previos, las prácticas internacionales tratan el control de reactivos como un fenómeno localizado, de forma que la NERC no genera criterios ni requerimientos para la compensación y lo deja completamente en manos de los actores involucrados en los niveles más bajos y cercanos de los consumos del sistema. En el caso de Chile las empresas propietarias del sistema no tienen incentivos para compensar reactivos más que para evitar el pago de cargos por factor de potencia.

En base a esto y para analizar el Sistema Zonal desde un punto de vista localizado se propone un sistema de estudio para analizar sus requerimientos específicos.

5.1 Sistema de 154 kV y sus Requerimientos de Reactivos

El sistema de 154 kV es un sistema radial ubicado en la zona centro sur del país. Cubre una extensión de aproximadamente 420 kilómetros lineales. Se extiende de norte de sur comprendiendo instalaciones de las siguientes regiones:

- Región Metropolitana (al sur de las instalaciones de Enel Distribución)
- Región del Libertador General Bernardo O'Higgins
- Región del Maule
- Región del Biobío (al norte de S/E Charrúa)

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 83.000 km². Considerando los resultados preliminares Censo 2017², la población total aproximada de la zona (VI, VII y VIII región), es de 3.960.000 habitantes lo que corresponde al 22,8% de la población total del país. La población de la zona se ubica principalmente en la depresión intermedia, dispersa y con una baja densidad.

Eléctricamente la zona de estudio elegida se extiende entre las subestaciones Alto Jahuel hasta Charrúa, recorriendo ciudades como San Fernando, Curicó, Talca, Chillán, Concepción y Los Ángeles.

Enlazado al sistema de 154 kV se encuentra el sistema de 66 kV³, cuyas bajadas permite abastecer la distribución de la zona en niveles de 13 kV, 15 kV y 23 kV.

El sistema de 154 kV está compuesto por 38 tramos de líneas de transmisión interconectados, cuya extensión alcanza los 1.502,8 km⁴. Por otro lado, el sistema de 66 kV está conformado por 252 tramos con una extensión sumada de aproximadamente 5.000 km.

²Disponible en: <http://www.censo2017.cl/wp-content/uploads/2017/08/Proceso-Censal-Resultados-preliminares-31-08-2017.pdf>

³Diagrama unilineal del sistema. Disponible en: https://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2017/10/DU_SIC-30-09-201-1.pdf

⁴Mapa sistemas eléctricos de Chile. Disponible en: https://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2017/11/Mapa-Coordinador-Eléctrico-Nacional-2017_24_11_2017.pdf

Las subestaciones principales del sistema son: Paine 154/66 kV, Rancagua 154/66 kV, Punta de Cortés 154/66 kV, San Fernando 154/66 kV y Teno 154/66 kV. Por otro lado, en cuanto a las centrales generadoras sumergidas se destaca Rapel, que alimenta un alto número de consumos en el sistema. También existen centrales más pequeñas pero que todos modos contribuyen a la inyección del sistema tales como: Licantén, San Ignacio, Constitución, Nueva Aldea, Laja y Cholguán.

Por el lado de las instalaciones eléctricas, el conjunto de empresas propietarias está compuesto por [40]:

- Cooperativa Eléctrica Curicó
- Transelec S.A.
- Copelec
- Compañía General de Electricidad
- Luzparral
- Luzlinares

En términos de calidad del servicio, las regiones involucradas presentan altas horas de interrupción eléctrica al año, las tres superiores al promedio anual nacional de 13,52 horas. Esta información se corrobora en la Tabla 9, en la que se presentan las horas promedio de interrupción de todas las regiones del país y donde la región del Maule se encuentra en el tercer lugar de mayor cantidad de horas situada después de Los Ríos y La Araucanía.

Tabla 9: Regiones de Chile y sus respectivas horas de interrupción de servicio eléctrico al año.⁵

Región	Horas promedio de interrupción eléctrica horas/año
Arica y Parinacota	10,65
Tarapacá	20,17
Antofagasta	15,85
Atacama	11,11
Coquimbo	11,53
Valparaíso	9,36
Metropolitana	8,18
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	17,88
Maule	20,79
Biobío	16,94
Araucanía	31,52

⁵ www.energiaregion.cl

Los Ríos	22,33
Los Lagos	18,44
Aysén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	19,71
Magallanes y de la Antártica Chilena	5,13

En la Figura 16 se observa la zona de estudio aludida, se observan las instalaciones de transmisión centradas en la depresión intermedia del territorio nacional, surgiendo líneas radiales hacia costa o cordillera para dar suministro a los consumos finales.



Figura 16: Zona de estudio correspondiente al sistema de 154 kV. [40]

El sistema en su conjunto presenta restricciones operacionales, en particular en periodos de verano, asociadas a la capacidad de transporte de las líneas y un déficit de potencia reactiva en el sistema de 66 kV [41]. Con relación a esto último, para suministrar los reactivos necesarios para abastecer los consumos en media tensión, el sistema de 154 kV se ve limitado en capacidad debido a un excesivo flujo de reactivos. Dadas estas características el sistema resulta apropiado para ser considerado el sistema de estudio.

5.1.1 Totalización de las Demandas en MT

La demanda máxima coincidente de potencia eléctrica registrada en el sistema durante el mes de febrero de 2017 fue 982 MW. A partir de este dato y de acuerdo a [40], la proyección de la de la demanda máxima coincidente para el sistema de estudio es como se observa en la Figura 17, en donde se fija una tasa promedio de plazo constante del 3% a partir del 2018. Además, la demanda actual se duplica en 22 años, es decir al año 2040.

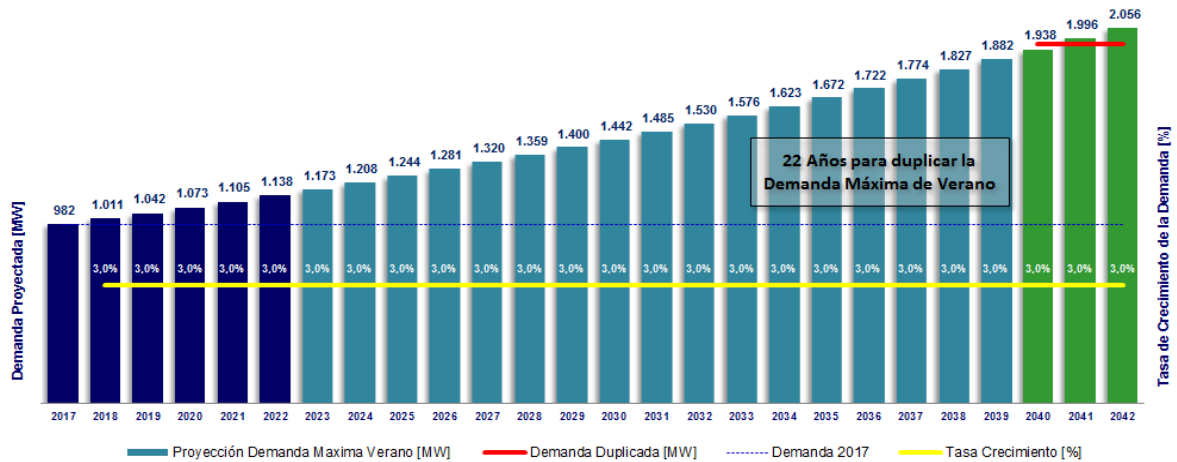


Figura 17: Totalización de la demanda y su proyección al 2042. [40]

Si se considera un factor de potencia 0.93 inductivo, los 982 MW corresponden una potencia reactiva máxima de 279 MVar registrada para febrero de 2017.

5.1.2 Diagrama Unilineal del Sistema

En la Figura 18, se muestra el diagrama unilineal del sistema simplificado. En él se observan las subestaciones principales que recorre el sistema desde Alto Jahuel hasta Charrúa.

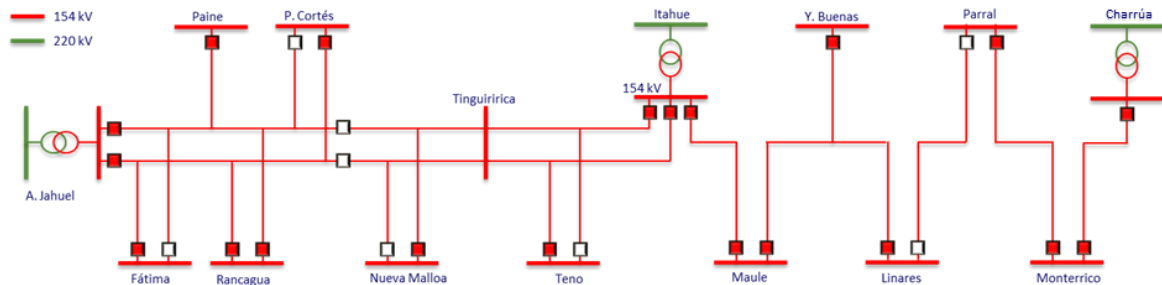


Figura 18: Diagrama unilineal simplificado sistema 154 y 66 kV. [40]

5.2 Metodología de Caracterización

La metodología para caracterizar el sistema contempla las etapas mostradas en la Figura 19. El objetivo de la caracterización es determinar los requerimientos de potencia reactiva del sistema.

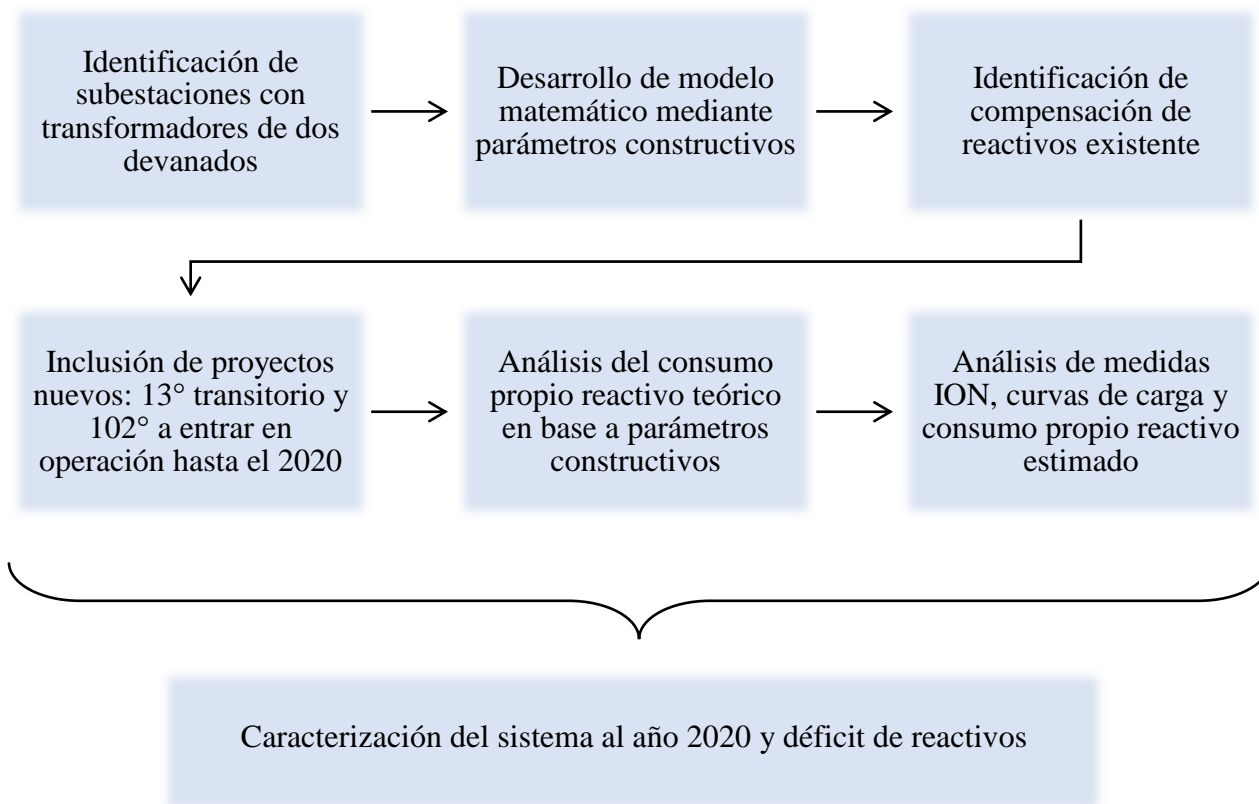


Figura 19: Esquema de la metodología utilizada para la caracterización del sistema.

Los equipos de predominante presencia en las subestaciones del sistema, y como se vio en la sección 2.7.4, con una necesidad constante de reactivos para su funcionamiento, son los transformadores de poder.

De lo anterior es que la metodología inicia con la identificación de los equipos transformadores del sistema de 154 kV y 66 kV. Los detalles de los pasos a seguir para lograr la caracterización del sistema se detallan a continuación.

1. Identificación de subestaciones con transformadores de dos devanados: En este apartado se revisa la información entregada por los coordinados mediante la plataforma “Infotécnica⁶” y se contrapone con lo estipulado en el diagrama unilineal del sistema interconectado para el sistema de 154 kV entre Alto Jahuel y Charrúa. El objetivo es determinar la cantidad de equipos de dos devanados, y su capacidad presente en el sistema.
2. Desarrollo de modelo matemático mediante parámetros constructivos: Se toman los parámetros constructivos informados por los coordinados y se realiza una modelación matemática de los quipos transformadores mediante los siguientes argumentos:

⁶ <https://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl/>

- a. Capacidad del transformador, tomada como el máximo entre su capacidad nominal y su capacidad con refrigeración forzada.
 - b. Tensión nominal del lado de alta y de baja.
 - c. Impedancia de secuencia cero en porcentaje base propia.
 - d. Impedancia de secuencia positiva en porcentaje base propia.
 - e. Pérdidas del cobre en Ohm.
 - f. Lado en que se encuentra el tap, alta o baja tensión.
 - g. Paso del tap.
 - h. Conexión del lado de alta y de baja, delta o estrella.
3. Identificación de compensación de reactivos existente: Para cuantificar el monto total y por subestación de compensación existente en el sistema, se identifican los bancos de condensadores informados al coordinador por las empresas. El objetivo es obtener un listado de condensadores asociado a cada subestación o transformador del sistema.
 4. Inclusión de proyectos nuevos, 13° transitorio y 102° a entrar en operación hasta el 2020: Mediante estos dos artículos ingresan nuevos proyectos al sistema a entrar en operación en un plazo máximo comprendido desde la fecha actual hasta año 2020. El objetivo es identificar los proyectos e incluirlos en el listado a realizar en el primer apartado. Además, se busca comparar el escenario actual, con el escenario del sistema al año 2020.
 5. Análisis del consumo propio reactivo teórico en base a parámetros constructivos: Se propone el consumo interno reactivo de los transformadores como objeto de estudio y en base a los parámetros listados en el apartado 2, se busca obtener de forma teórica el consumo reactivo interno de cada uno de los equipos.
 6. Análisis de medidas de la plataforma del Coordinador Eléctrico Nacional, curvas de carga y consumo propio reactivo estimado: Mediante datos temporales obtenidos a partir de medidores de la plataforma, se busca obtener las curvas de carga de los transformadores y partir de esto una estimación del consumo reactivo interno de los mismos.

Con toda la información es posible realizar una caracterización del sistema de 154 kV comprendido entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa.

5.3 Caracterización Actual del Parque de Transformadores Sistema 154 kV

Es deber de cada coordinado informar los parámetros de sus instalaciones al Coordinador Independiente del sistema eléctrico. De la revisión de información declarada a la plataforma “Infotécnica” a octubre de 2017, que incluye los proyectos que entraron en operación hasta julio de 2017, se analizan las subestaciones con sus respectivos transformadores de dos devanados y bancos de condensadores (BBCC) pertenecientes al sistema de 154 kV. Para esto se consideran todas las instalaciones comprendidas entre Alto Jahuel y Charrúa.

Se identifican 142 transformadores presentes en cerca de 96 subestaciones de 154 kV, 66 kV, 33 kV y 23 kV, siendo las subestaciones de 66 kV las predominantes. La capacidad equivalente total instalada es de 2185,22 MVA.

Para caracterizar la dispersión de las distintas capacidades instaladas, se realiza el gráfico de barras mostrado en la Figura 20. Se observa claramente la tendencia del parque transformador donde las capacidades predominantes son de 30 MVA y 10MVA, con 27 y 21 unidades que representan el 19% y 15% respectivamente del total de equipos instalados.

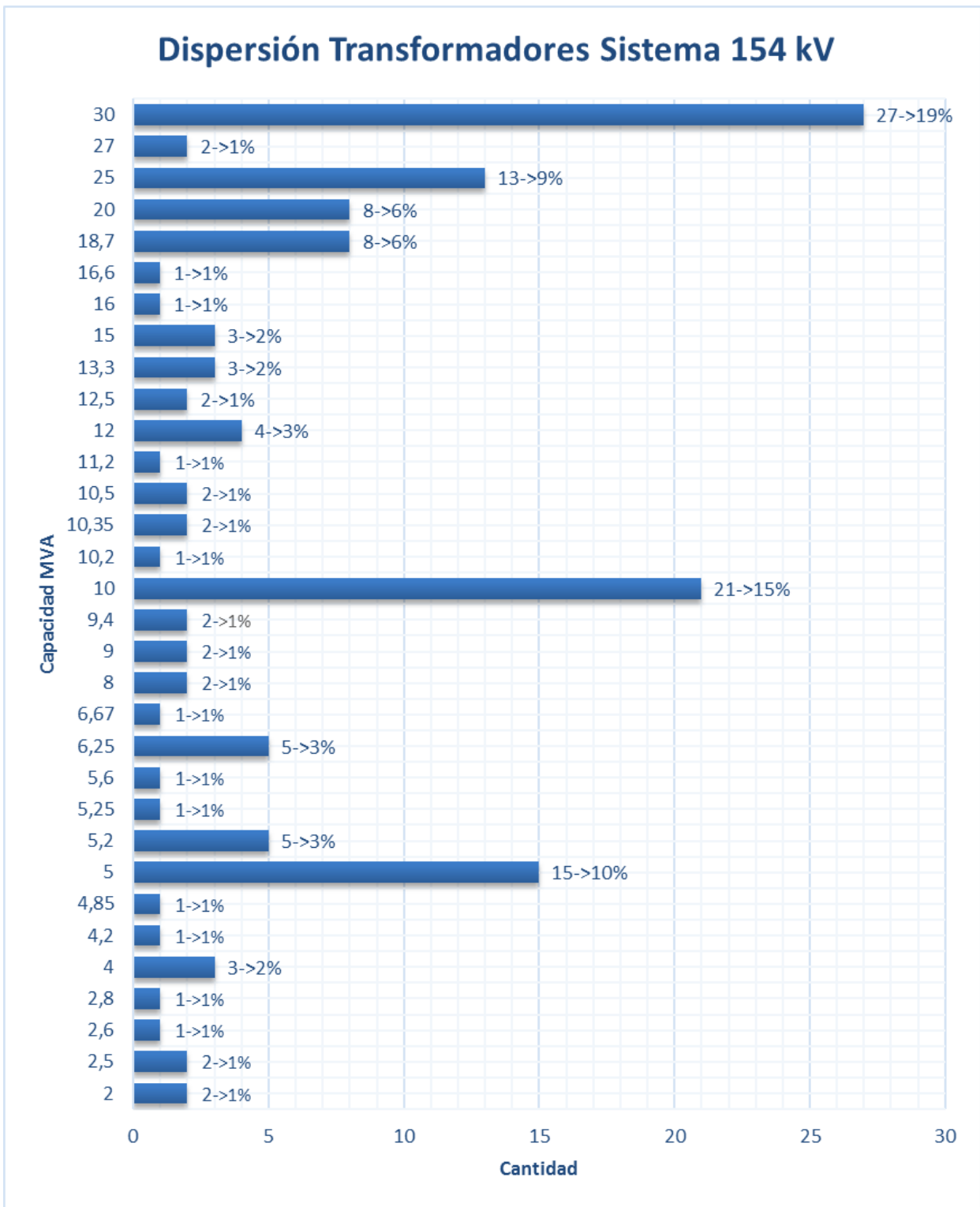


Figura 20: Dispersión actual de equipos transformadores para el sistema de 154kV.

5.3.1 Compensación de Reactivos Instalada en Sistema 154 kV

De las subestaciones que conforman el sistema, 30 de ellas presentan bancos de condensadores, que en conjunto corresponde a un total cercano a 45 bancos instalados con una capacidad equivalente de 144,85 MVar.

El conjunto de banco de condensadores instalados posee un amplio rango de capacidades, abarcando desde los 0,3 MVar hasta los 15 MVA. Para ejemplificar esto, se realiza el grafico mostrado en la Figura 21, se observa la predominancia de los bancos de 2,5 MVar alcanzando 26 unidades que corresponde al 58% del número total de bancos instalados.

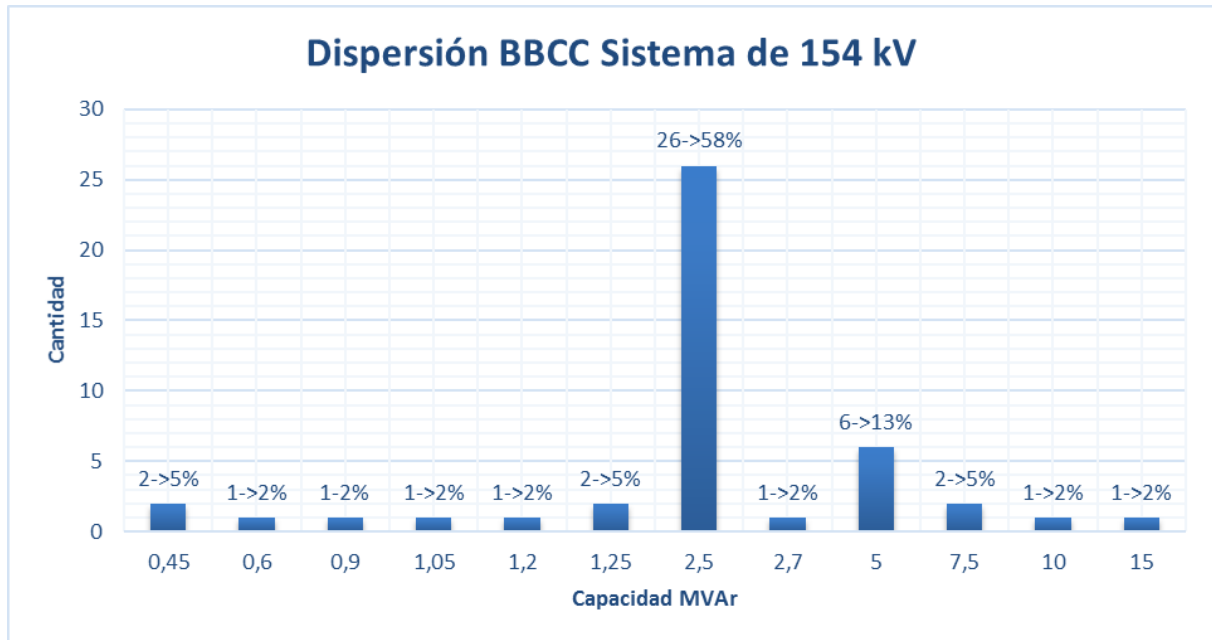


Figura 21: Dispersión actual de BBCC para el sistema de 154kV.

5.4 Proyectos Nuevos

En las secciones siguientes se listan los proyectos nuevos a incluir con fecha de puesta en servicio hasta fines del 2020.

5.4.1 Proyectos Publicados Mediante Resolución Exenta N°418

De acuerdo a lo indicado en el artículo decimotercero transitorio de la Ley N°20.936 explicado en detalle en la sección 3.1, se fija el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria necesarias para el abastecimiento de la demanda, y de este modo los proyectos de transformadores de dos devanados en construcción o a incorporarse al sistema de estudio, son publicados a través de la Resolución Exenta N°418 con fecha 8 de agosto de 2017 [42] y se listan en la Tabla 10 Tabla 11. El total considera una lista de 28 proyectos de reemplazos, aumento de capacidad o nuevos transformadores de dos devanados (2D).

Además, en la Tabla 11 se incluyen los proyectos publicados en la Resolución Exenta N°481, que no incluyen acciones sobre transformadores 2D, pero si incluyen nuevas líneas de transmisión, seccionamientos y ampliaciones en paños del sistema de 154 kV, desde Alto Jahuel a Charrúa.

Tabla 10: Proyectos de equipos transformadores de dos devanados a incluir mediante resolución exenta N°418.

N°	Proyecto	Fecha Estimada (Efectiva) de entrada en operación	Propietario o Sistema
1	Aumento de la capacidad en S/E Cocharcas a 12 MVA	Nov-16	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda
2	Aumento de la capacidad de S/E La Manga a 20 MVA	Abr-17	Compañía General de Electricidad S.A.
3	Nuevo Transformador en S/E Chillán de 30 MVA	Abr-17	
4	Nuevo Transformador en S/E Los Maquis de 10 MVA	Sept-17	
5	Nuevo Transformador en S/E Curicó de 30 MVA	Ago-17	
6	Nuevo Transformador en S/E Talca de 30 MVA	Jul-17	
7	Aumento de la capacidad de S/E Punta Cortés nuevo transformador de 30 MVA	Dic-17	
8	Aumento de la capacidad de S/E Villa Alegre a 10 MVA	Jun-17	
9	Nuevo Transformador en S/E Malloa de 5 MVA	Jun-17	
10	Aumento de la capacidad de S/E Quinta de Tilcoco a 18 MVA	Dic-16	
11	Ampliación en S/E La Esperanza nuevo transformador de 15 MVA	Jun-19	

12	Ampliación en S/E Alcones nuevo transformador de 15 MVA	Jun-19	
13	Ampliación en S/E Nancagua nuevo transformador de 15 MVA	Jun-19	
14	Ampliación en S/E Paniahue nuevo transformador de 30 MVA	Jun-19	
15	Ampliación en S/E Alameda nuevo transformador de 40 MVA	Jun-19	
16	Ampliación en S/E Graneros nuevo transformador de 30 MVA	Jun-19	
17	Ampliación en S/E Constitución nuevo transformador de 30 MVA	Jun-19	
18	Ampliación en S/E Cauquenes reemplazo transformador de reserva por 20 MVA	Jun-19	
19	Ampliación en S/E San Carlos nuevo transformador de 30 MVA	Jun-19	
20	Ampliación en S/E La Palma reemplazo transformador 6,25 a 30 MVA	Dic-19	
21	Ampliación en S/E Maule reemplazo transformador 4,8 a 10,35 MVA (reserva)	Jun-19	
22	Ampliación en S/E San Javier reemplazo transformador 5 a 15 MVA	Jun-19	
23	Ampliación en S/E Linares Norte reemplazo dos transformadores 10 a 25 MVA	Jun-19	
24	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Longaví reemplazo transformador 12,5 a 30 MVA	Jun-19	
25	Ampliación en S/E San Gregorio reemplazo transformador 5 a 20 MVA	Jun-19	
26	Ampliación en S/E Panimávida reemplazo dos transformadores 5 a 10 MVA	Jun-19	
27	Ampliación en S/E San Vicente reemplazo transformador 18,7 a 30 MVA	Jun-19	
28	Nueva S/E Pueblo Seco de 20 MVA	May-20	

Tabla 11: Proyectos de a incluir mediante resolución exenta N°418 que no contienen la inclusión de nuevos equipos transformadores.

N°	Proyecto	Fecha Estimada (Efectiva) de entrada en operación	Propietario o Sistema
1	Nueva línea 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Nov-17	Compañía General de Electricidad S.A.
2	Aumento de capacidad tramo de línea 1x66 kV Teno - Rauquén	Jul-18	
3	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Rancagua - Indura	Nov-16	

4	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Graneros - Granero	Dic-17	
5	Aumento de capacidad línea 1x66 kV San Fernando - Placilla	Feb-18	
6	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Placilla - Nancagua	Sept-17	
7	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Rancagua - Alameda	Sept-17	
8	Aumento de capacidad línea 1x154 kV Empalme Teno - Teno	Nov-17	
9	Aumento de capacidad de transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén - El Paico - El Monte	Dic-19	Sistema E
10	Ampliación de S/E Punta de Cortés	Dic-20	
11	Seccionamiento en línea 2x154 kV Alto Jahuel - Tinguiririca en S/E Punta de Cortés	Dic-19	
12	Seccionamiento en S/E San Gregorio	Jun-19	
13	Seccionamiento en S/E Panimávida	Jun-19	
14	Cambio circuitos 1x154 kV Charrúa - Tap Chillan y 1x154 kV Charrúa - Monterrico	Dic-19	
15	Ampliación en S/E Monterrico	Dic-19	
16	Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule - Talca	Dic-19	

5.4.2 Proyectos Publicados Mediante Resolución Exenta N°528

De acuerdo a lo impuesto por el artículo 102°, explicado con más detalle en la sección 3.1, y lo establecido en la Resolución Exenta N°360 [43] que “establece plazos, requisitos y condiciones aplicables a la interconexión de instalaciones de transmisión al sistema eléctrico, sin que formen parte de la planificación” como se establece en el artículo 87° de la LGSE, se incluyen los proyectos nuevos para el sistema de estudio mediante la Resolución Exenta N°528 con fecha 26 de septiembre de 2017 [44] pertenecientes a la empresa Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) para el proyecto “Proyecto del Aumento de Capacidad BBCC Zona Maule” con las obras que se resumen en la Tabla 12.

Tabla 12: Proyectos de bancos de condensadores a incluir mediante resolución exenta N°528.

N°	Proyecto	Fecha de entrada en servicio
1	BBCC 5 MVar – 15 kV en barra de 13,8 kV S/E Parral	Ene-18
2	BBCC 5 MVar – 15 kV en barra de 15 kV S/E Cocharcas	Ene-18
3	BBCC 2,5 MVar – 13,8 kV en barra de 13,8 kV S/E Cauquenes	Ene-18
4	BBCC 5 MVar – 15 kV en barra de 15 kV S/E Santa Elvira	Ene-18

5.5 Caracterización del Parque de Transformadores Sistema 154 kV Con Inclusión de Proyectos Nuevos

El listado de proyectos nuevos mencionados en la Tabla 10, incluye proyectos en construcción y proyectos que ya iniciaron su puesta en servicio hasta julio de 2017, los proyectos restantes no se encuentran aún en la información técnica del Coordinador. Por esta razón, se incluyen los proyectos nuevos, así como también ampliaciones de equipos existentes, de transformadores y BBCC que no se encuentran incluidos en el listado de la sección 5.3 para lo que se asumen parámetros típicos en función de sus capacidades.

El nuevo listado de transformadores contiene 154 unidades que conjunto suman una potencia instalada de 2601 MVA. En la Figura 22, se muestra nueva dispersión de capacidades con sus respectivos porcentajes, en comparación con el escenario de proyectos actuales. Las capacidades de 30 MVA y 10 MVA siguen siendo las predominantes, pero ahora con 36 y 20 unidades que representan el 23% y 13% respectivamente.

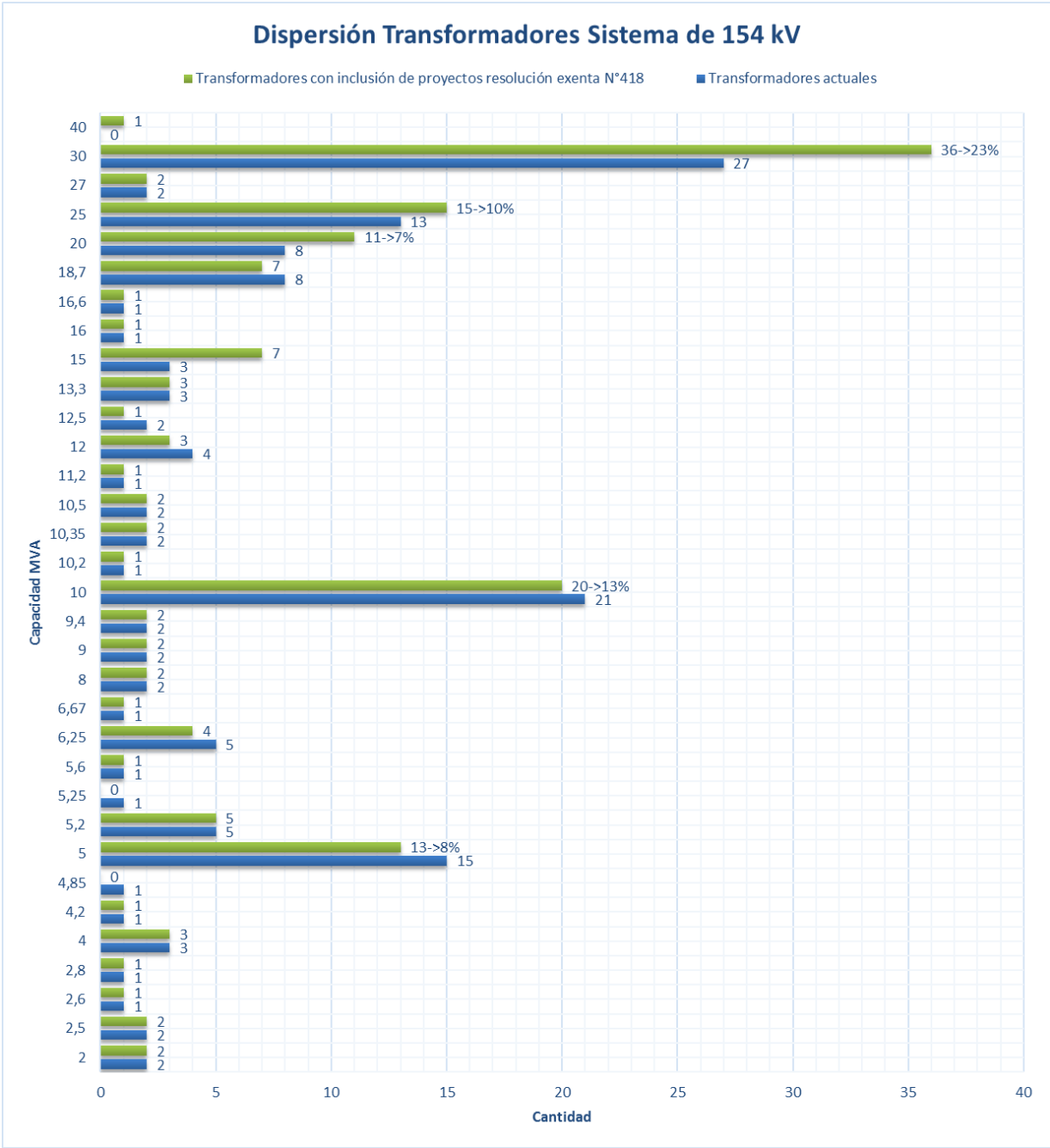


Figura 22: Dispersión de transformadores para el sistema de 154kV con inclusión de nuevos proyectos.

Para el caso de la caracterización de BBCC se agregaron al listado los proyectos del artículo 102° de la Tabla 12. El resultado fue un total de 49 bancos con una capacidad instalada de 162,35 MVAr. En la Figura 23, se observa la nueva dispersión de capacidades y sus porcentajes, comparada con el escenario actual, nuevamente la capacidad predominante es de 2,5 MVAr, sin embargo, debido a la inclusión de nuevos equipos de 5 MVAr, representa un porcentaje menor del 55%.

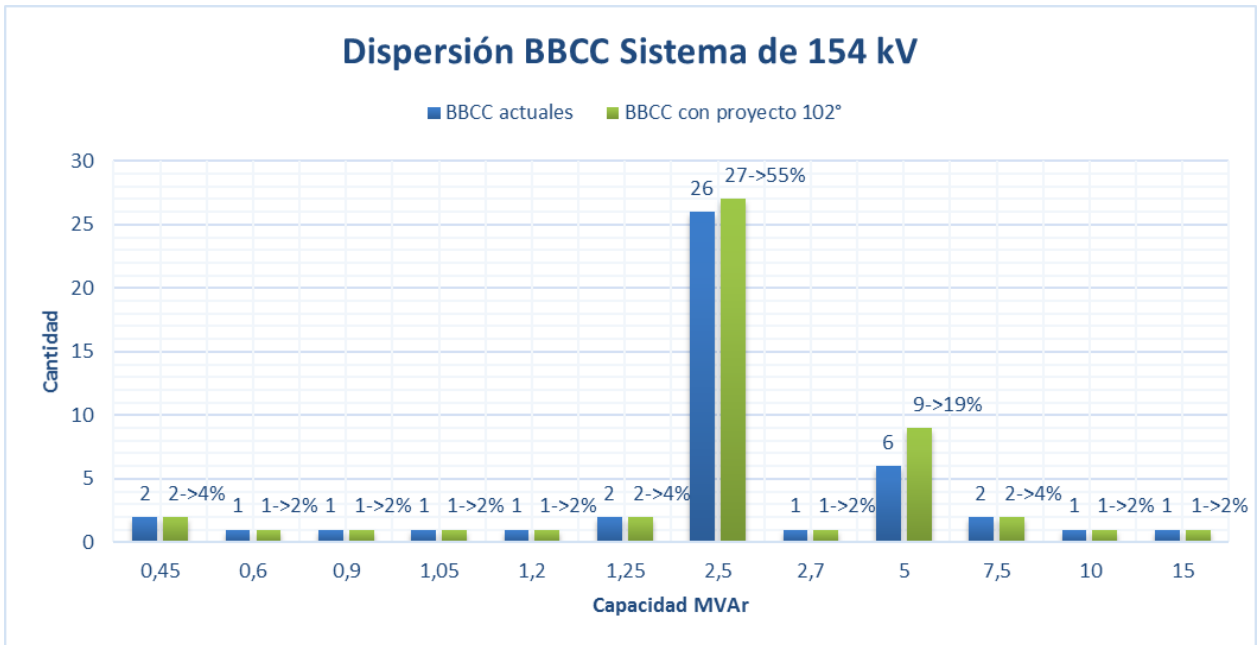


Figura 23: Dispersión de BBCC para el sistema de 154kV con inclusión de nuevos proyectos.

La lista obtenida con los transformadores que conforman el parque del sistema se puede observar de forma completa en el Anexo B, sección 10.2, con sus respectivos parámetros y compensación correspondiente. Además, se incluyen los nuevos proyectos mediante artículo 13° transitorio y 102° con parámetros típicos de acuerdo con su capacidad.

En la sección 5.8, se analiza con más detalle las caracterizaciones realizadas de forma comparativa, de momento, la alta cantidad de transformadores de 30 MVA ya existentes y por entrar en servicio, en conjunto con una mínima inclusión de proyectos de compensación, da pie para realizar un análisis localizado de la necesidad de reactivos del sistema, de ahí que se propone el análisis del consumo interno reactivo de cada transformador como objeto de estudio de las secciones siguientes.

5.6 Determinación del Consumo Interno Reactivo Teórico

Para determinar el impacto de los transformadores existentes en el sistema de estudio en términos de requerimientos reactivos, así como el impacto de los proyectos nuevos a futuro, se determina teóricamente el consumo propio reactivo de cada equipo.

El procedimiento se realiza en base a la formulación teórica obtenida en la sección 2.7.4, donde la reactancia equivalente corresponde a la impedancia de secuencia positiva, donde se desprecia la parte resistiva, tomada de la modelación matemática y de parámetros del listado de transformadores de la sección 5.5. El consumo interno del transformador se calcula para diferentes niveles de carga, siendo el nivel superior la máxima capacidad del equipo tomada como la mayor entre la nominal y la capacidad máxima con refrigeración forzada.

En el Anexo C de la sección 10.3, se encuentra disponible el listado con todos los niveles de carga obtenidos para el parque transformador del sistema de estudio con su respectivo consumo interno reactivo.

En la Figura 24, se observa una gráfica para el listado de 154 transformadores actuales y nuevos con el consumo propio reactivo para todo el rango de capacidades del parque transformador, incluyendo equipos con y sin compensación.

Se observa claramente la tendencia ascendente del consumo propio reactivo a medida que aumenta la capacidad del transformador, sin embargo, para cada capacidad existe una amplia variabilidad de consumo, debido a la diferencia de parámetros constructivos de cada transformador.

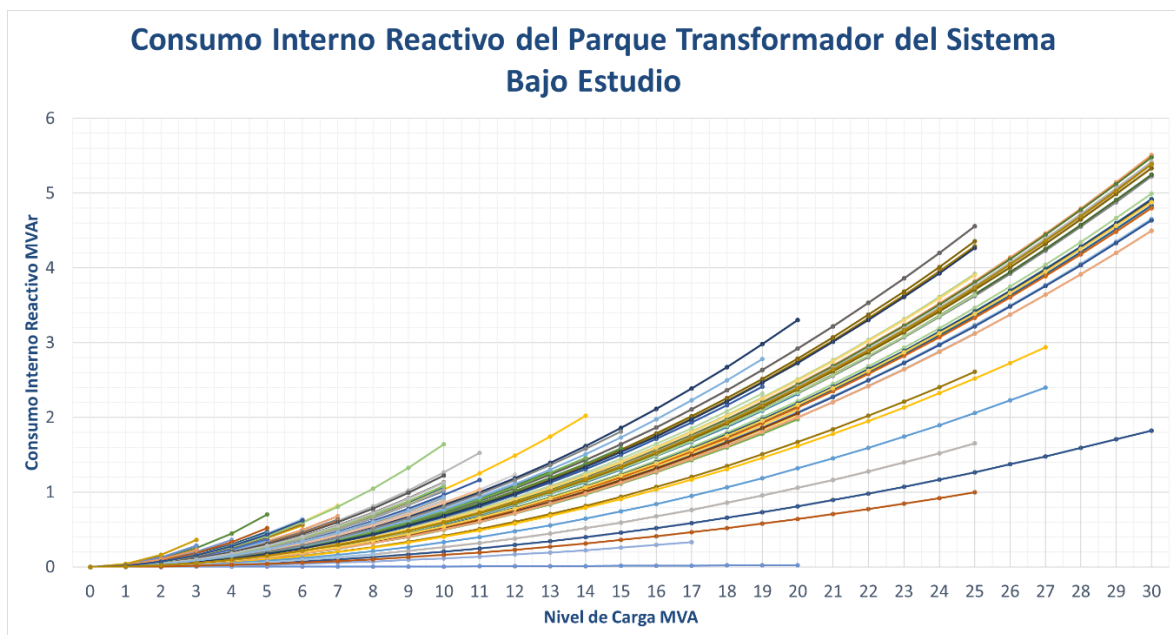


Figura 24: Curvas de consumo propio reactivo para equipos del parque transformador.

5.7 Obtención de Curvas de Carga y Consumo Interno Reactivo Estimado

5.7.1 Curvas de Carga

Para obtener las curvas de carga de las subestaciones con transformadores sometidos a estudio, se recurre a la plataforma de medidas del coordinador obtenidas de los dispositivos Power Measurement ION 8600 y de las medidas SCADA.

Las medidas contienen valores de energía activa y reactiva. Los datos se encuentran en formato kWh y kVArh con medidas continuadas cada 15 minutos por el periodo de tiempo en que el medidor se encuentre en servicio. Para analizar los valores y mantener consistencia se transforman a potencia y formato MW y MVA.

A modo de ejemplo se muestra en la Figura 26, las curvas de la subestación Rosario propiedad de CGE, donde el punto de medida corresponde al CT1 ubicado en el lado de baja del transformador de 30 MVA, el unilínea de la subestación con su respectivo punto de medida se puede observar de mejor manera en la Figura 25. Las curvas graficadas corresponden a las de potencia activa y reactiva, en el periodo temporal disponible.

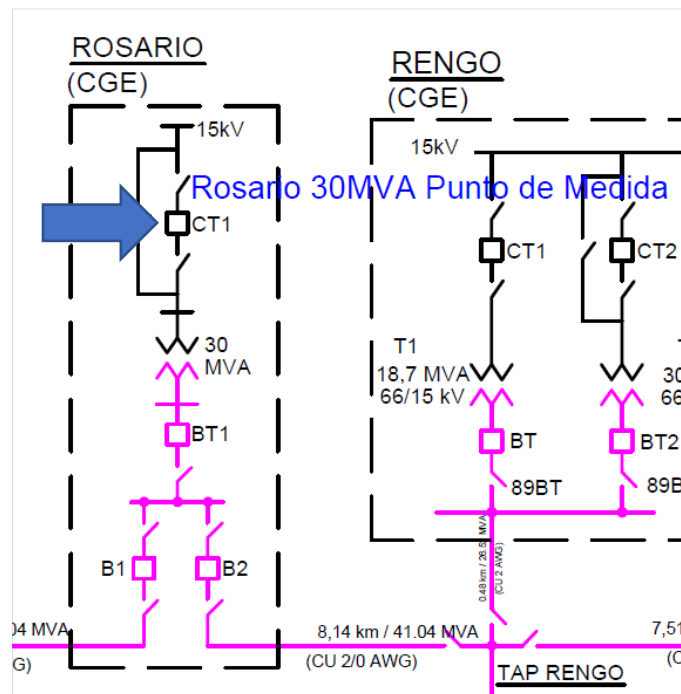


Figura 25: Unilínea de la subestación Rosario.

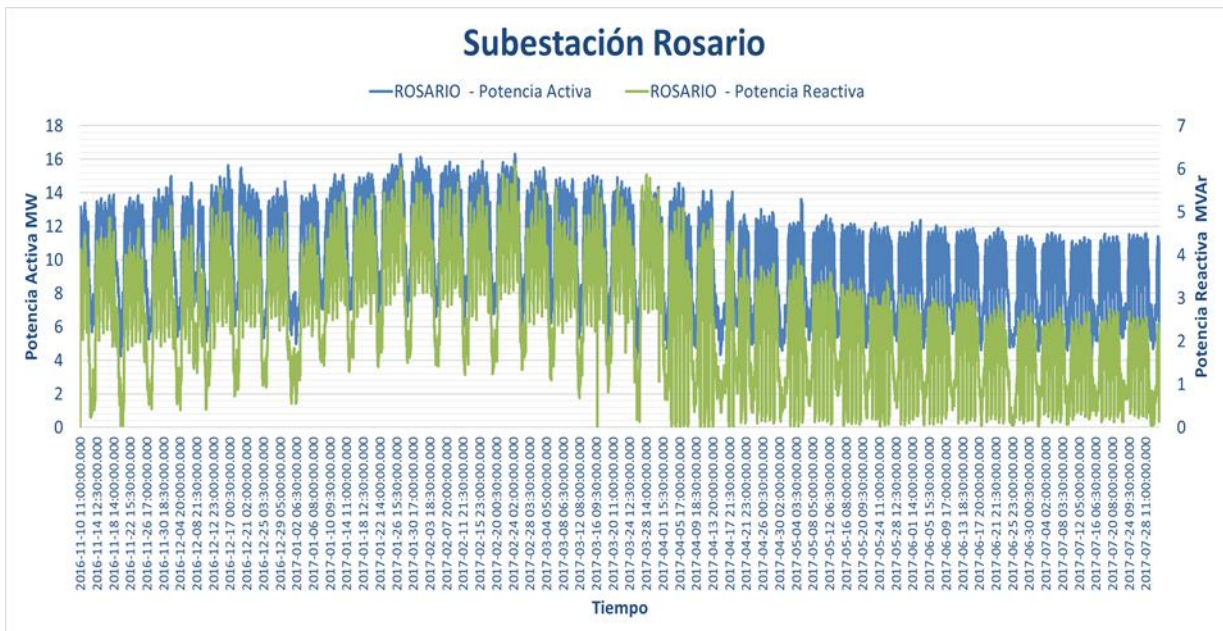


Figura 26: Serie temporal de potencia activa y reactiva de la subestación Rosario.

A partir de los datos obtenidos de los medidores de la plataforma, se puede calcular además variables como la potencia aparente del equipo y su nivel de carga, factor de potencia y corriente que fluye por sus terminales. En la Figura 27, se observa la serie de tiempo para la subestación Rosario de la potencia aparente a la que se ve sometido el transformador, se observa para este caso particular que el transformador no alcanza su límite de capacidad nominal.

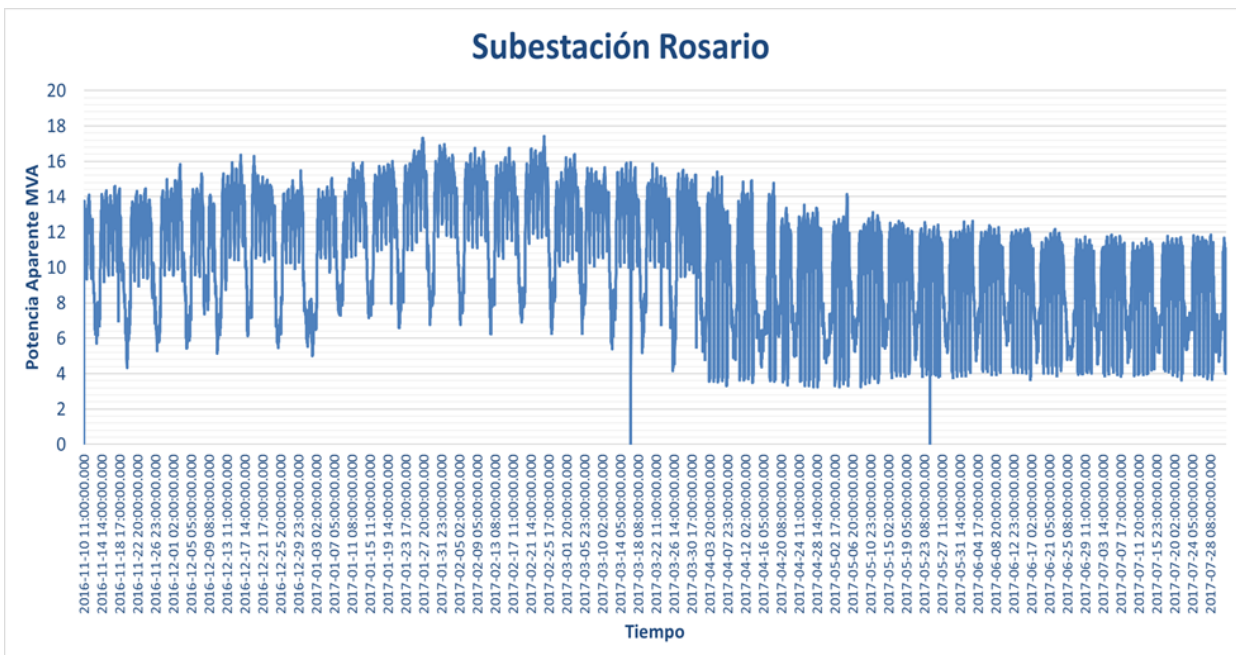


Figura 27: Carga de la subestación Rosario.

5.7.2 Consumo Interno Reactivo Estimado

De las variables obtenidas en la sección 5.7.1, en particular corriente y potencia aparente, es posible estimar el consumo reactivo interno del transformador para cada instante de tiempo nuevamente a partir de la formulación matemática de la sección 2.7.4, despreciando la componente resistiva de la impedancia del transformador.

En la Figura 28, se muestra un esquema del punto en el sistema donde se obtienen los datos a través del medidor. Dado que las medidas son tomadas en el lado de media tensión, se pueden extraer las relaciones mostradas en 5.1 y 5.2.

$$Q_{medido} = Q_{retirado} \quad \text{Ec 5.1}$$

$$P_{medido} = P_{retirado} \quad \text{Ec 5.2}$$

No obstante, los reactivos consumidos por el equipo no están contenidos en los reactivos medidos, de lo que deriva la expresión 5.3.

$$Q_{suministrado} = Q_{consumido} + Q_{medido} \quad \text{Ec 5.3}$$

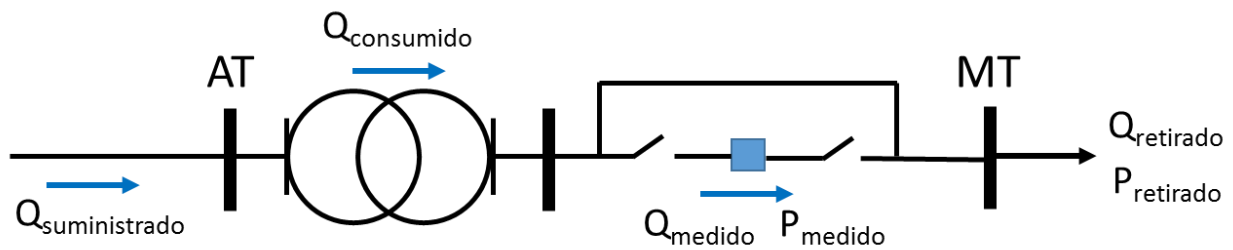


Figura 28: Esquemático del transformador y el punto de medición.

Para estimar el consumo interno reactivo del transformador, se puede calcular la corriente a partir de los datos medidos y bajo el supuesto de que es la misma que fluye por la reactancia del transformador, estos supuestos se pueden observar en el esquema de la Figura 29.

De esta forma la ecuación planteada en 2.7.4 se reformula como la mostrada en 5.5.

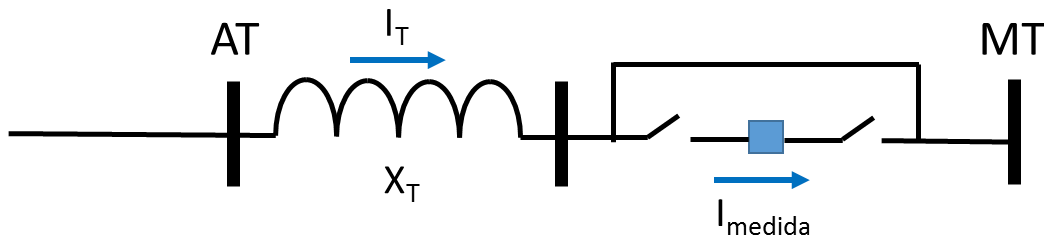


Figura 29: Esquemático del principio usado para calcular el consumo interno reactivo.

$$Q_{consumido} = (I_T)^2 X_T = \left(\frac{S_{medido}}{V_{AT}} \right)^2 X_T \quad \text{Ec 5.4}$$

$$Q_{consumido} = \left(\frac{\sqrt{Q_{medido}^2 + P_{medido}^2}}{V_{AT}} \right)^2 X_T \quad \text{Ec 5.5}$$

Con esto en consideración se calcula el consumo interno reactivo para las subestaciones del sistema que poseen medidas disponibles en la plataforma de medidas, a modo de ejemplo en la Figura 30, se observa el consumo interno de la subestación Rosario. Además, con la estimación del consumo interno es posible estimar la potencia reactiva suministrada realmente, dada por la ecuación 5.3, de este modo se puede obtener cual es el porcentaje que ocupa el consumo interno del transformador en relación con la potencia reactiva que es suministrada.

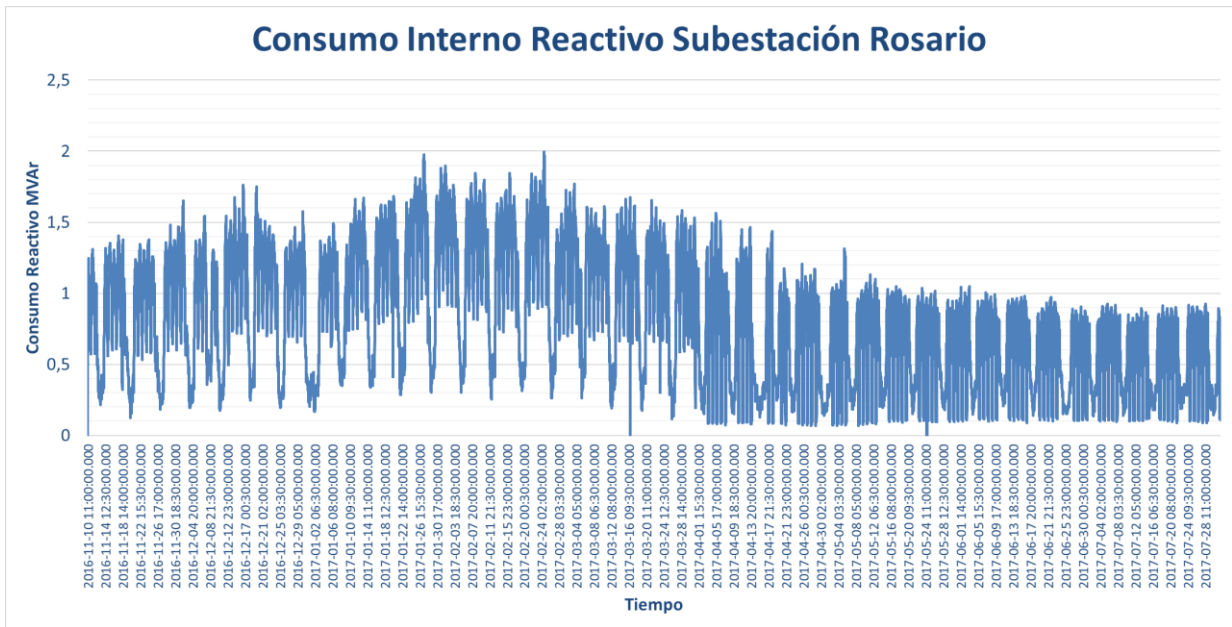


Figura 30: Consumo interno reactivo de la subestación Rosario.

5.8 Análisis de la Caracterización

Para comparar el escenario actual y el futuro con la puesta en marcha de los proyectos nuevos, así como el impacto del consumo propio de los transformadores en el sistema se considera el peor caso posible, el que corresponde a cada transformador cargado a su máxima capacidad, la que puede ser su capacidad nominal o su capacidad en refrigeración forzada.

Se realiza una comparación entre las caracterizaciones realizadas y se resumen los resultados en las Tabla 13 y Tabla 14.

Tabla 13: Resumen caracterización sistema con proyectos actuales.

Parámetro	Cantidad
Número de Transformadores Analizados	142
Capacidad de Transformador Predominante	30 MVA - 27 unidades
Potencia Total Instalada MVA	2185,22
Rango de Tensiones Primario kV	154-23
Rango de Tensiones Secundario kV	12-66
Número de BBCC Analizados	45
Capacidad de BBCC Predominante	2,5 MVar - 26 unidades
Capacidad Total Compensada MVar	144,85
Consumo Propio total Máximo MVar	290,91
Déficit de Compensación Propia con Consumo Propio Máx. MVar	146,06

Tabla 14: Resumen caracterización sistema con proyectos actuales y nuevos.

Parámetro	Cantidad
Número de Transformadores Analizados	154
Capacidad de Transformador Predominante	30 MVA - 36 unidades
Potencia Total Instalada MVA	2600,67
Rango de Tensiones Primario kV	154-23
Rango de Tensiones Secundario kV	12-66
Número de BBCC Analizados	46
Capacidad de BBCC Predominante	2,5 MVar - 24 unidades
Capacidad Total Compensada MVar	162,35
Consumo Propio total Máximo MVar	340,77
Déficit de Compensación Propia con Consumo Propio Máx. MVar	178,42

En la caracterización incluyendo el ingreso de nuevos proyectos, se añaden 12 proyectos nuevos y se aumenta la capacidad de otros 10, con esto el aumento de capacidad del parque transformador con todos los proyectos en servicio fecha estimada para finales del 2020, se incrementa en 415 MVA. Por otro lado, con los proyectos de BBCC a incluir mediante el artículo 102° se incrementa la capacidad de compensación mediante bancos para el 2018, en 18 MVar. Los anterior se muestra de forma esquemática en la Figura 31.

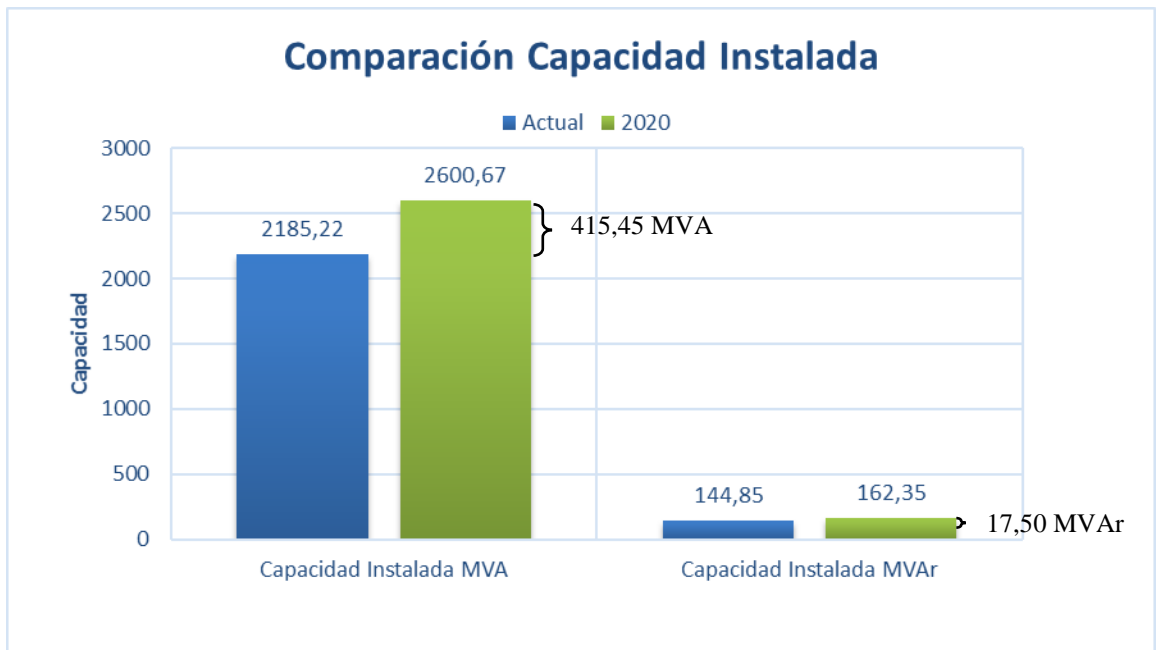


Figura 31: Comparación actual y 2020 de capacidad instalada de transformadores y BBCC.

Si ahora se analiza el consumo propio de los transformadores del sistema de estudio, el estado actual del sistema tiene un consumo teórico máximo de reactivos conjunto de 291 MVAR lo que es aproximadamente el doble que la compensación actual instalada, generando un déficit reactivo de 146 MVAR.

Realizando el análisis equivalente para el sistema con los proyectos nuevos a entrar en servicio hasta finales del 2020, se tiene un consumo máximo propio de reactivos de 341 MVAR lo que nuevamente equivale a aproximadamente el doble de la capacidad de compensación instalada, generando un déficit de 178 MVAR. Es decir, a finales del año 2020 el déficit de reactivos podría incrementarse hasta en 32 MVAR; que corresponde a un 20% de la capacidad total instalada a la fecha. La situación se explica de forma esquemática en la gráfica de la Figura 32.

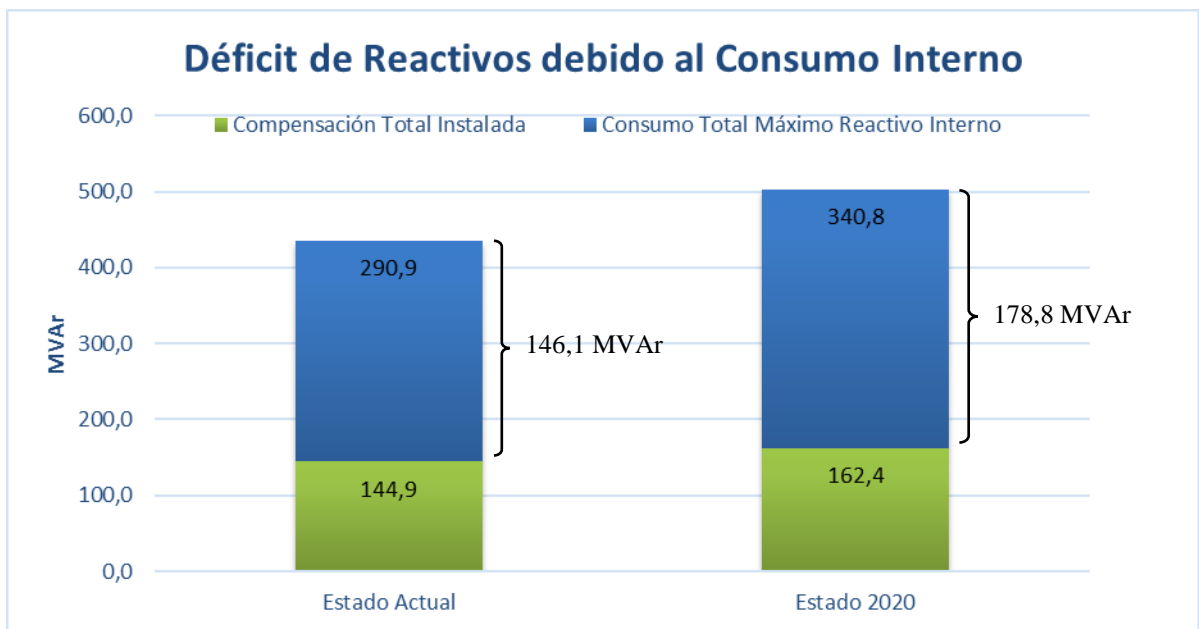


Figura 32: Déficit de reactivos debido al consumo interno.

En vista de estos antecedentes; el déficit de reactivos actual debido al consumo interno de los equipos transformadores y el déficit futuro que se incrementa al agregar y ampliar equipos sin añadir nueva compensación, sumado a la creciente demanda de reactivos de los consumos; genera un déficit de reactivos en media tensión, siendo la única opción de abastecerlos a través del sistema de 154 kV. A raíz de esto se propone compensar el consumo interno reactivo de lo que tratan las siguientes secciones.

Por otro lado, en la Figura 33 se observa un gráfico del porcentaje que representa el consumo interno reactivo en relación con la cantidad total de potencia reactiva que es suministrada, el valor se obtiene como promedio de todo el horizonte de tiempo disponible de las medidas analizadas.

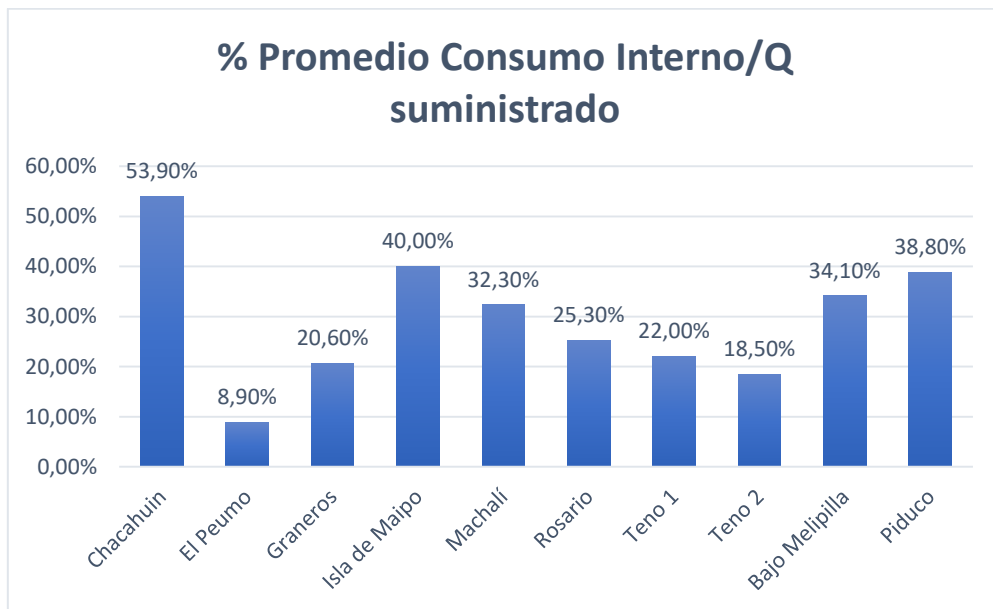


Figura 33: Razón representativa de qué porcentaje del Q total suministrado representa el consumo interno.

6. Metodología de Análisis para la Determinación de la Propuesta de Compensación

La metodología propuesta para la determinación de requerimientos de compensación de reactivos se divide en dos grandes etapas: Estudio de requerimientos de reactivos; y Análisis sistémico del Plan de Compensación. Un esquemático general de la metodología se muestra en la Figura 34. Los pasos de las etapas son explicados en las siguientes secciones y los resultados obtenidos son mostrados en el capítulo 7.



Figura 34: Esquema resumen de la propuesta metodológica.

6.1 Etapa 1: Estudio de los Requerimientos de Reactivos

El objetivo de esta etapa es determinar el requerimiento de potencia reactiva del sistema. Para lo anterior, el análisis contempla las siguientes etapas:

- Análisis y Caracterización de equipos: transformadores y BBCC.
- Modelación del Parque de Transformadores.
- Determinación del Consumo propio de Reactivos.
- Análisis de las Curvas de Consumo de Reactivos.
- Propuesta Preliminar de compensación.

En específico, las etapas contemplan lo siguiente:

6.1.1 Análisis y Caracterización de Equipos: Transformadores y BBCC

En esta etapa se realiza un levantamiento de la información de los equipos de compensación y equipos de transformación del subsistema bajo estudio, este apartado se basa en la caracterización realizada del sistema de 154 kV del capítulo 5, la metodología utilizada para realizar la

caracterización del sistema de estudio puede ser revisada en la sección 5.2: Metodología de Caracterización.

El análisis entre otros contempla:

- Número de transformadores instalados actuales y su capacidad total.
- Número de bancos de condensadores instalados y su capacidad total.
- Listado de equipos de transformación y compensación con puesta en servicio en el horizonte de estudio, tanto decretados como en construcción.
- Levantamiento de parámetros de los equipos de transformación y compensación.
- Identificación de los equipos que disponen de CTBC.
- El consumo propio reactivo para cada uno de los equipos transformadores, en el escenario actual y con la inclusión de proyectos nuevos al 2020, de forma teórica y de forma temporal por medio de las medidas obtenidas.
- El déficit de reactivos en que se incurre al incluir transformadores sin compensación.

6.1.2 Modelación del Parque de Transformadores y Determinación del Consumo Propio de Reactivos

En base a las curvas de consumo interno teóricas obtenidas en la sección 5.6 es posible determinar la máxima compensación a instalar. Para ello se agrupan las curvas de consumo interno reactivo tal como se observa en la Figura 35, determinándose una compensación máxima de 5 MVar o 5,25 MVar para todos los transformadores, excepto el transformador Graneros que dada su baja impedancia su consumo máximo es fijado en 1,75 MVar.

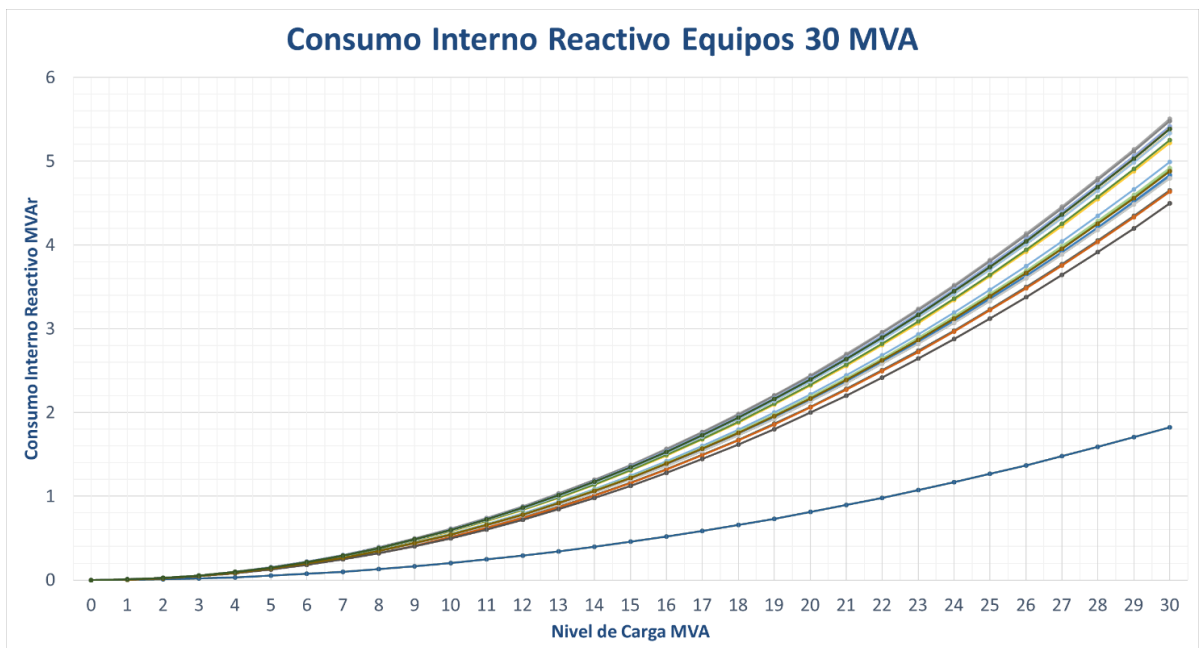


Figura 35: Consumo interno reactivo equipos 30 MVA.

6.1.3 Análisis de las Curvas de Consumo de Reactivos

Una vez determinados los montos máximos a instalar, es necesario dimensionar las etapas de cada compensación, para esto se recurre a las curvas de carga temporales y consumo reactivo estimado obtenidas en la sección 5.7. El objetivo es definir las etapas de compensación en base a las condiciones operativas obtenidas a través de las mediciones, y por motivos operacionales se priorizará la instalación de máximo 3 etapas.

Se apunta a compensar la situación de máxima demanda de cada transformador la que se corresponde con la situación de máximo consumo interno reactivo. Se busca compensar la máxima cantidad de horas posibles evitando la sobrecompensación.

En el caso que una vez identificada la etapa máxima de compensación no sea del todo claro la necesidad de instalación de otra etapa menor, se recurrirá a estimar la proporción del consumo interno reactivo y la potencia reactiva suministrada, en base a la ecuación 2.19 de la sección 5.7.2. Un ejemplo de esto se observa en la Figura 36, para la compensación definida para la subestación Piduco donde la compensación máxima a instalar de 5 MVA es clara, no obstante, las etapas menores no lo son. El criterio usado es como sigue:

1. Se seleccionan los puntos donde el consumo interno reactivo supera el porcentaje del valor compensado en relación con la potencia reactiva suministrada.
2. Se traza una línea vertical, en todos los puntos identificados, que intercepte con el consumo reactivo interno.
3. Se decide el monto de la compensación en base a la curva de consumo interno que es interceptada.

Para el caso de la subestación Piduco se ajusta a una etapa de 2,5 MVAr.

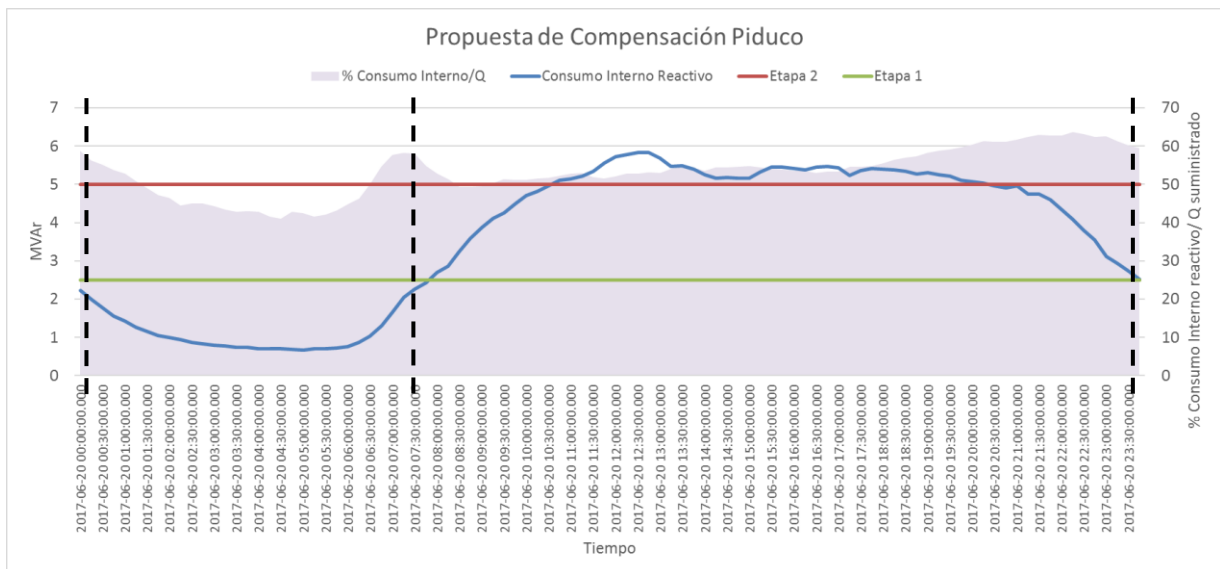


Figura 36: Determinación de etapas de compensación subestación Piduco.

6.1.4 Propuesta Preliminar de Compensación

A partir de la aplicación a las subestaciones seleccionadas, se define el plan preliminar de compensación. De donde se obtiene que el consumo interno reactivo si bien depende de los parámetros constructivos del equipo como su reactancia interna, existe una alta dependencia de la capacidad del equipo, de ahí que en primera instancia se decide someter a análisis los equipos de mayores capacidades, es decir, 20 MVA, 25 MVA y 30 MVA. Sin embargo, dadas las gráficas de dispersión mostradas en las Figura 20 Figura 22, las capacidades de 30 MVA son las predominantes en el escenario actual como en el futuro, esto sumado a la disponibilidad completa de medidas temporales de estos equipos, da pie para proponer una compensación para este conjunto de transformadores.

El listado de equipos a someter a análisis son los mostrados en la Tabla 15, con un total de 10 equipos.

Tabla 15: Transformadores a analizar.

Transformador	Punto de obtención de medidas
Chacahuín	Media tensión 13,2 kV
El Peumo	Media tensión 23 kV
Graneros	Media tensión 15 kV
Isla de Maipo	Media tensión 23 kV
Machalí	Media tensión 15 kV
Rosario	Media tensión 15 kV
Teno 1	Media tensión 13,2 kV
Teno 2	Media tensión 13,2 kV
Bajo Melipilla	Media tensión 13,2 kV
Piduco	Media tensión 15 kV

6.2 Etapa 2: Análisis Sistémico del Plan de Compensación

En esta etapa se busca validar la propuesta de compensación obtenida en la primera fase del estudio. Para ello se recurre a simulaciones de flujos de potencia del sistema. El objetivo es evaluar el desempeño de los bancos de compensación propuestos en un horizonte de análisis del proceso de planificación. Para ello se estudia su efecto en líneas y transformadores, tanto en régimen permanente y luego en situación de contingencia.

Para el desarrollo de este estudio se considera las siguientes etapas:

- Determinación del año de puesta en servicio de la propuesta
- Modelación del Plan de BBCC en Sistema
- Análisis de Flujos de potencia 2017 a 2026: Condición Normal y Contingencia
- Validación del Plan de Compensación
- Propuesta de Compensación

En particular, los estudios de flujo de potencia contemplan lo siguiente:

6.2.1 Simulación de Flujos de Potencia

Para la obtención de los flujos de potencia se simula el sistema con la instalación de los bancos propuestos con una fecha estimada de entrada en operación al año 2022 en consideración con los tiempos de licitación y construcción de nuevas obras. El sistema se simula desde el año 2017 a 2026 en escenarios de invierno y verano con condiciones hidrológicas esperadas. El resultado debe ser la cargabilidad de líneas y equipos transformadores de líneas de 154 y 66 kV.

6.2.2 Simulación de Contingencias

Para la simulación de contingencias se analiza el desempeño exclusivamente en líneas AT de 154 kV, el objetivo es determinar las mejoras o perjuicios en estas líneas en situación de contingencias de salidas intempestivas de líneas de transmisión importantes del sistema.

Para ello se selecciona un conjunto de contingencias de máxima exigencia del sistema para realizar una a la vez, y se analiza el desempeño de los flujos de potencias en tramos del circuito de 154 kV del sistema comprendido entre Alto Jahuel y Charrúa. La simulación se realiza para la entrada en operación de los bancos en el año 2022 y el año siguiente año 2023.

7. Análisis de la Metodología y Resultados

En base a la metodología expuesta en el capítulo 6 se tienen todos los datos necesarios para realizar una propuesta de compensación para el conjunto de equipos seleccionados.

7.1 Propuesta de Compensación

Realizados los análisis se obtiene que resulta necesario compensar en las subestaciones con transformadores de 30 MVA:

- Chacahuín 5 MVar
- El Peumo 0 MVar
- Graneros 1,75 MVar
- Isla de Maipo 4,5 MVar
- Machalí 5,25 MVar
- Rosario 5,25 MVar
- Teno 1 4,5 MVar
- Teno 2 5 MVar
- Bajo Melipilla 5 MVar
- Piduco 5 MVar

La compensación total propuesta resulta en 41,25 MVar.

En la Figura 37 se observa la ubicación geográfica de las subestaciones escogidas para compensar.



Figura 37: Ubicación de las subestaciones escogidas para compensar.

En las secciones siguientes se resume la propuesta de compensación, donde se observan las etapas escogidas de acuerdo con la curva de carga del equipo seleccionado en el día de máximo requerimiento del transformador. Los criterios fueron escogidos para intentar compensar la mayor cantidad de horas peak posibles sin generar sobrecompensación.

7.1.1 Chacahuín

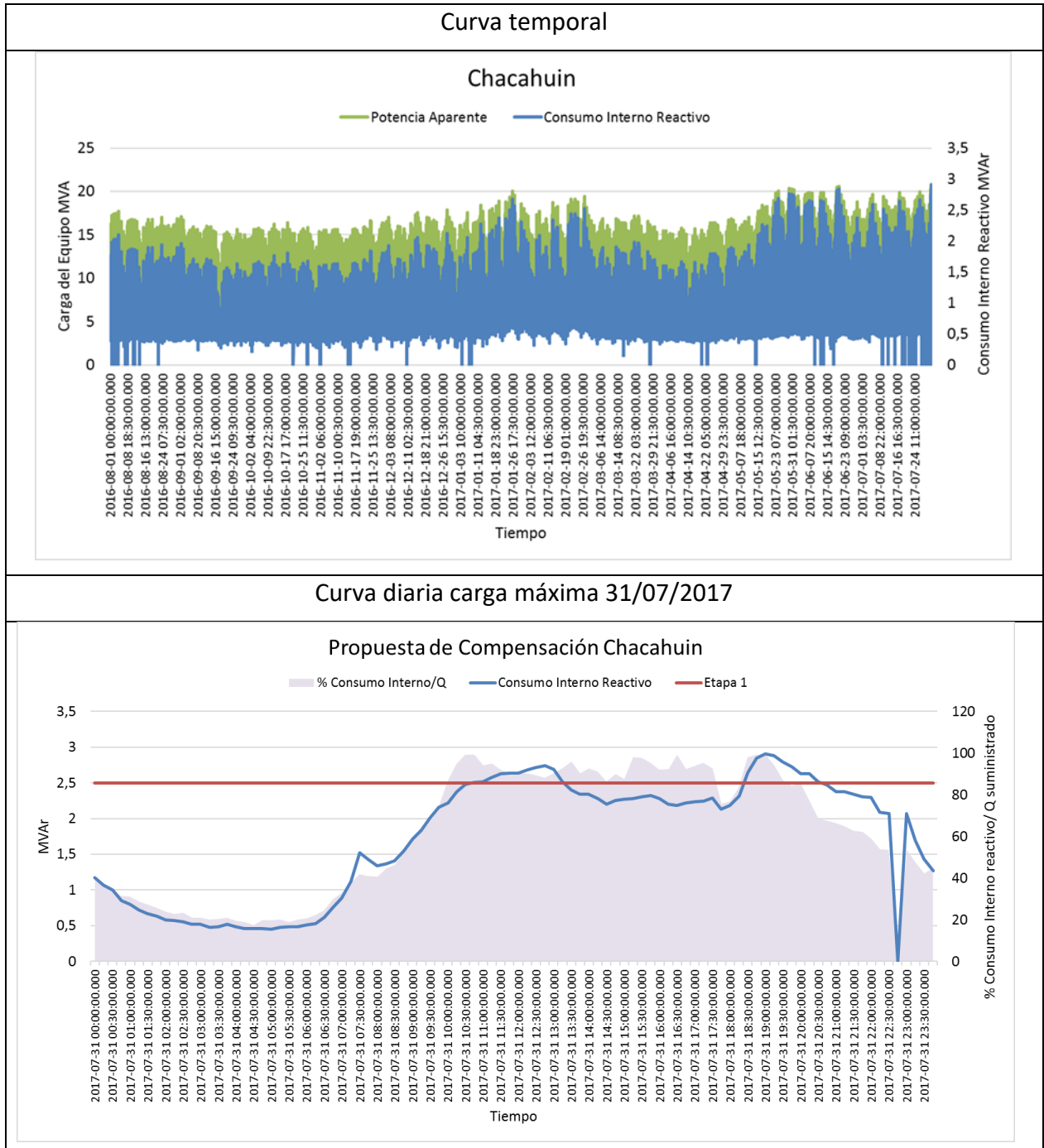
Transformador: Chacahuín 66/13,2 kV

Capacidad Nominal: 30 MVA

Consumo Máximo Reactivo Estimado: 5,51 MVar

Propuesta de Compensación: 2x2,5 MVar

Tabla 16: Propuesta de compensación Chacahuín.



7.1.2 El Peumo

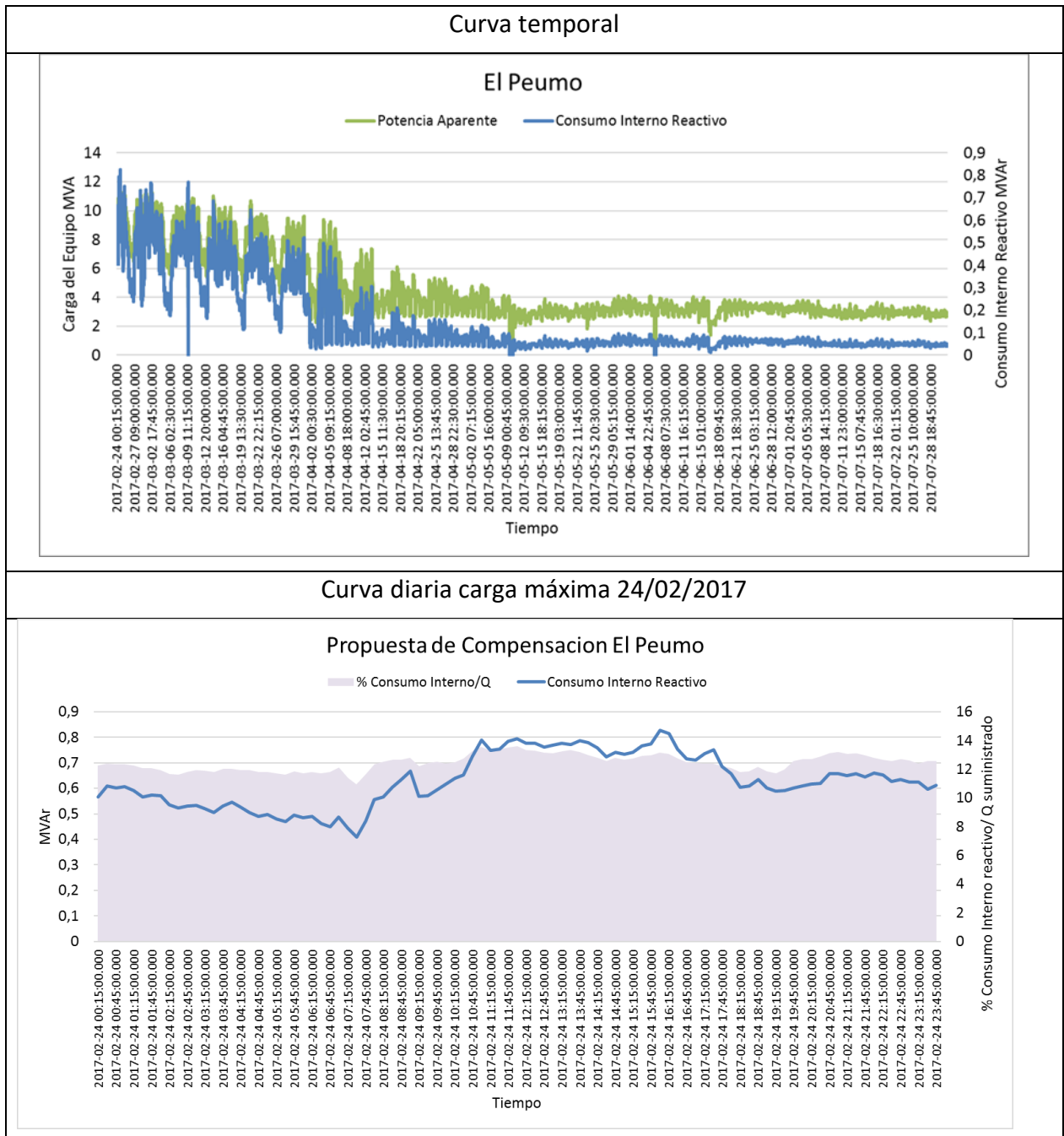
Transformador: El Peumo 66/23 kV

Capacidad Nominal: 30 MVA

Consumo Máximo Reactivo Estimado: 4,66 MVar

Propuesta de Compensación: Debido al poco consumo interno que se manifiesta en el periodo de tiempo analizado, se propone no compensar este transformador.

Tabla 17: Propuesta de compensación El Peumo.



7.1.3 Graneros

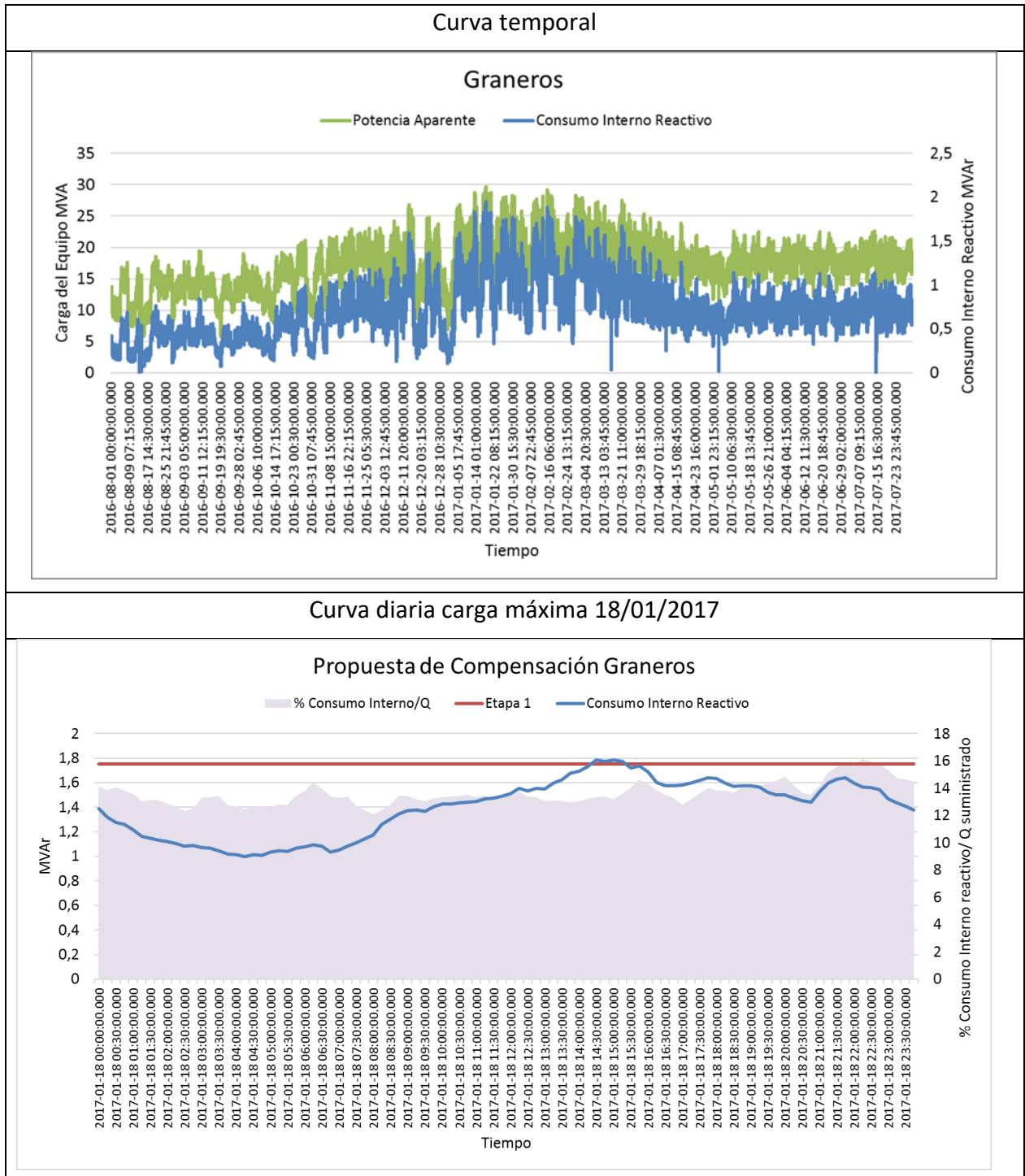
Transformador: Graneros 66/15 kV

Capacidad Nominal: 30 MVA

Consumo Máximo Reactivo Estimado: 1,83 MVar

Propuesta de Compensación: 1x1,75 MVar

Tabla 18: Propuesta de compensación Graneros.



7.1.4 Isla de Maipo

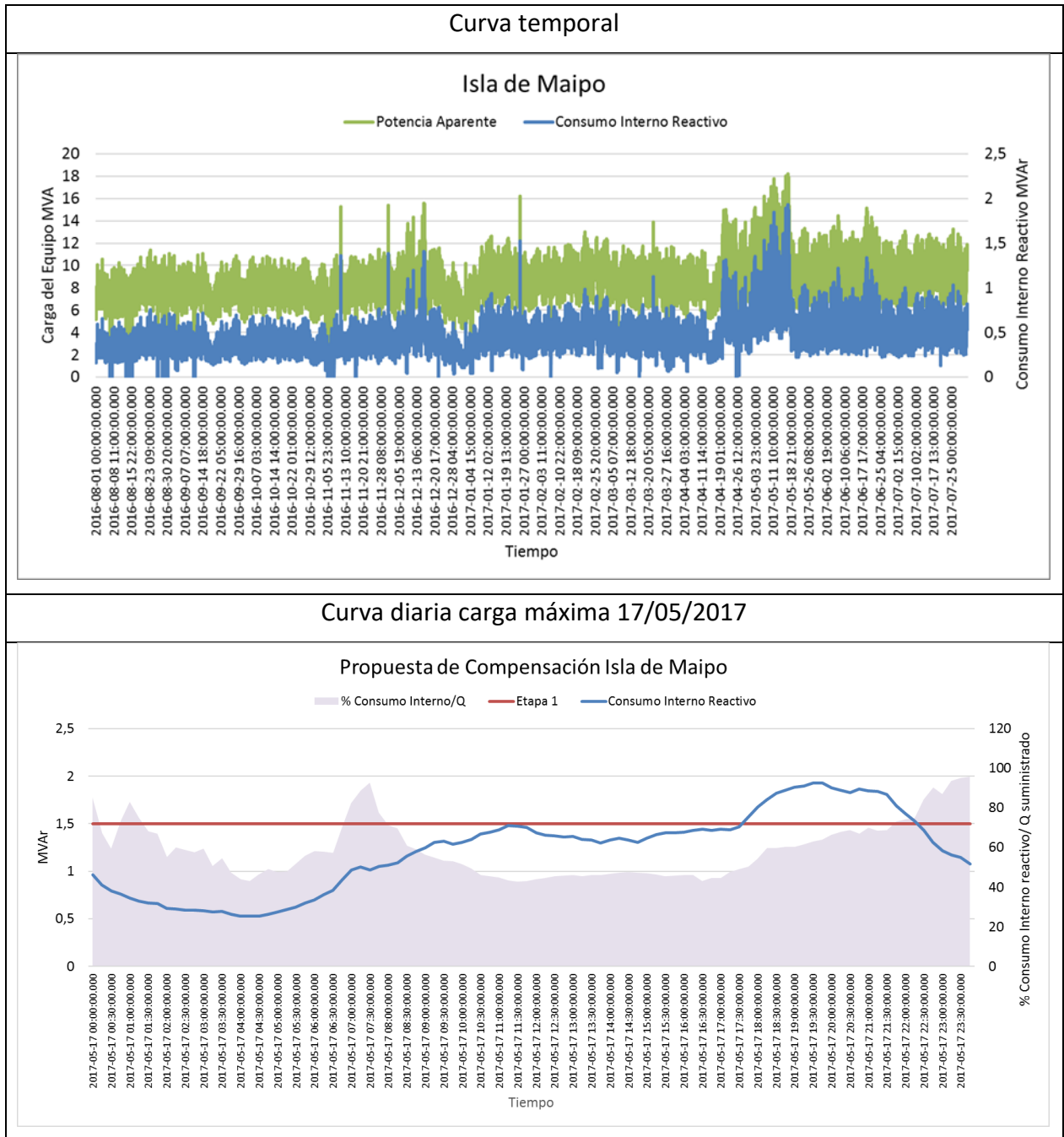
Transformador: Isla de Maipo 66/23 kV

Capacidad Nominal: 30 MVA

Consumo Máximo Reactivo Estimado: 4,8 MVar

Propuesta de Compensación: 3x1,5 MVar

Tabla 19: Propuesta de compensación Isla de Maipo.



7.1.5 Machalí

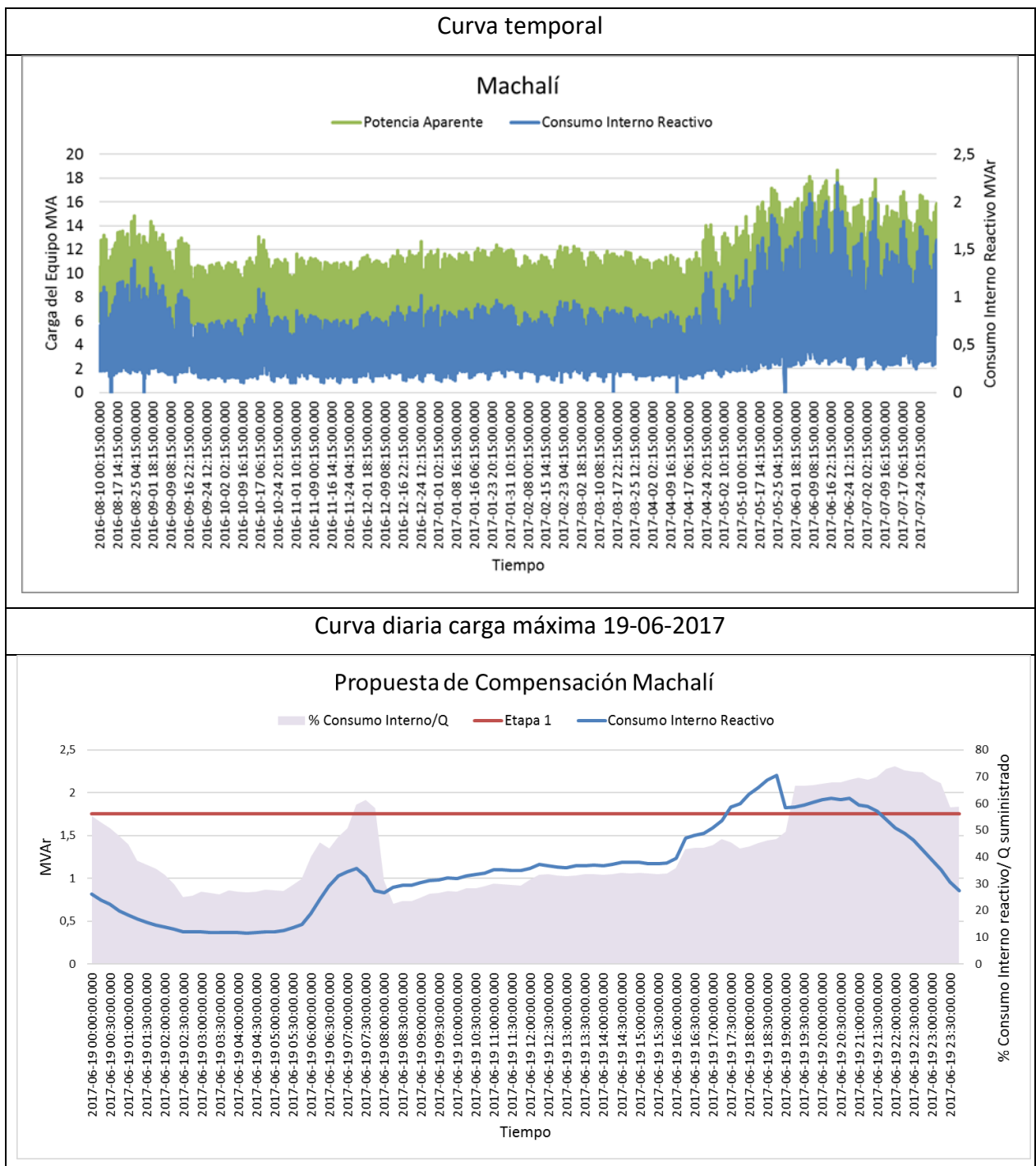
Transformador: Machalí 66/15kV

Capacidad Nominal: 30 MVA

Consumo Máximo Reactivo Estimado: 5,22 MVAR

Propuesta de Compensación: 3x1,75 MVAR

Tabla 20: Propuesta de compensación Machalí.



7.1.6 Rosario

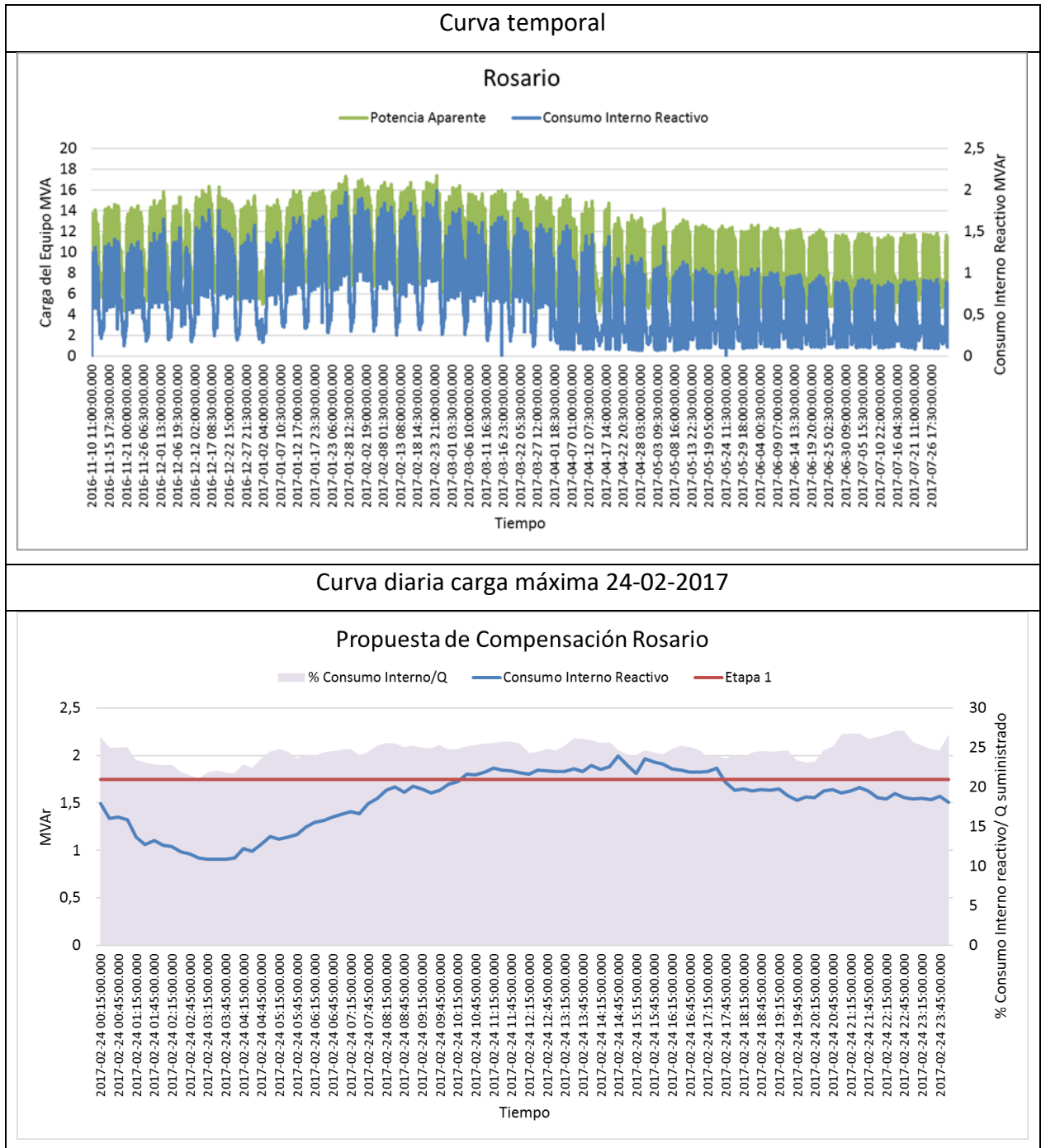
Transformador: Rosario 66/15 kV

Capacidad Nominal: 30 MVA

Consumo Máximo Reactivo Estimado: 5,42 MVAR

Propuesta de Compensación: 3x1,75 MVAR

Tabla 21: Propuesta de compensación Rosario.



7.1.7 Teno

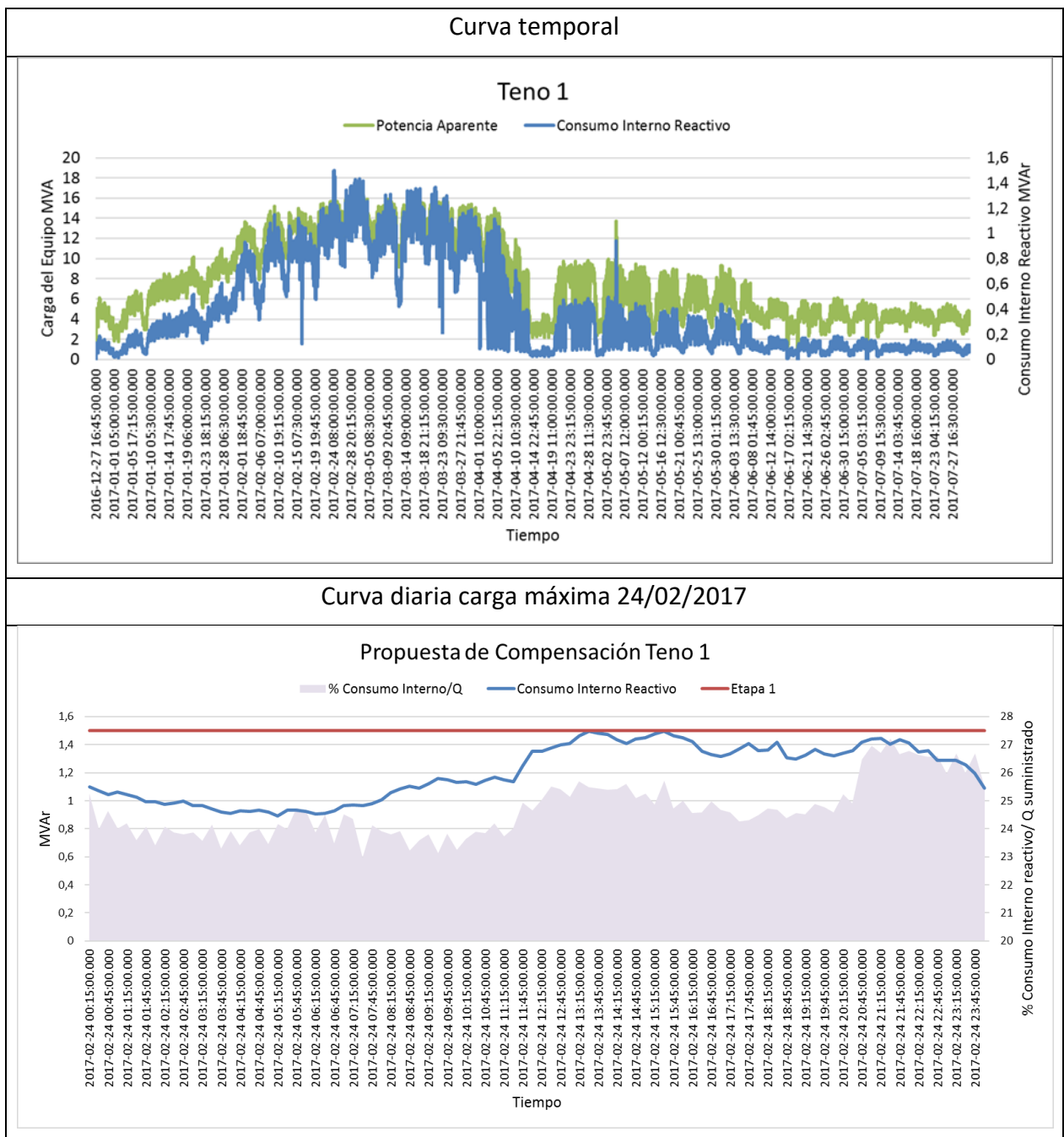
Transformador: Teno 1 154/13,2 kV

Capacidad Nominal: 33 MVA

Consumo Máximo Reactivo Estimado: 4,5 MVar

Propuesta de Compensación: 3x1,5 MVar

Tabla 22: Propuesta de compensación Teno 1.



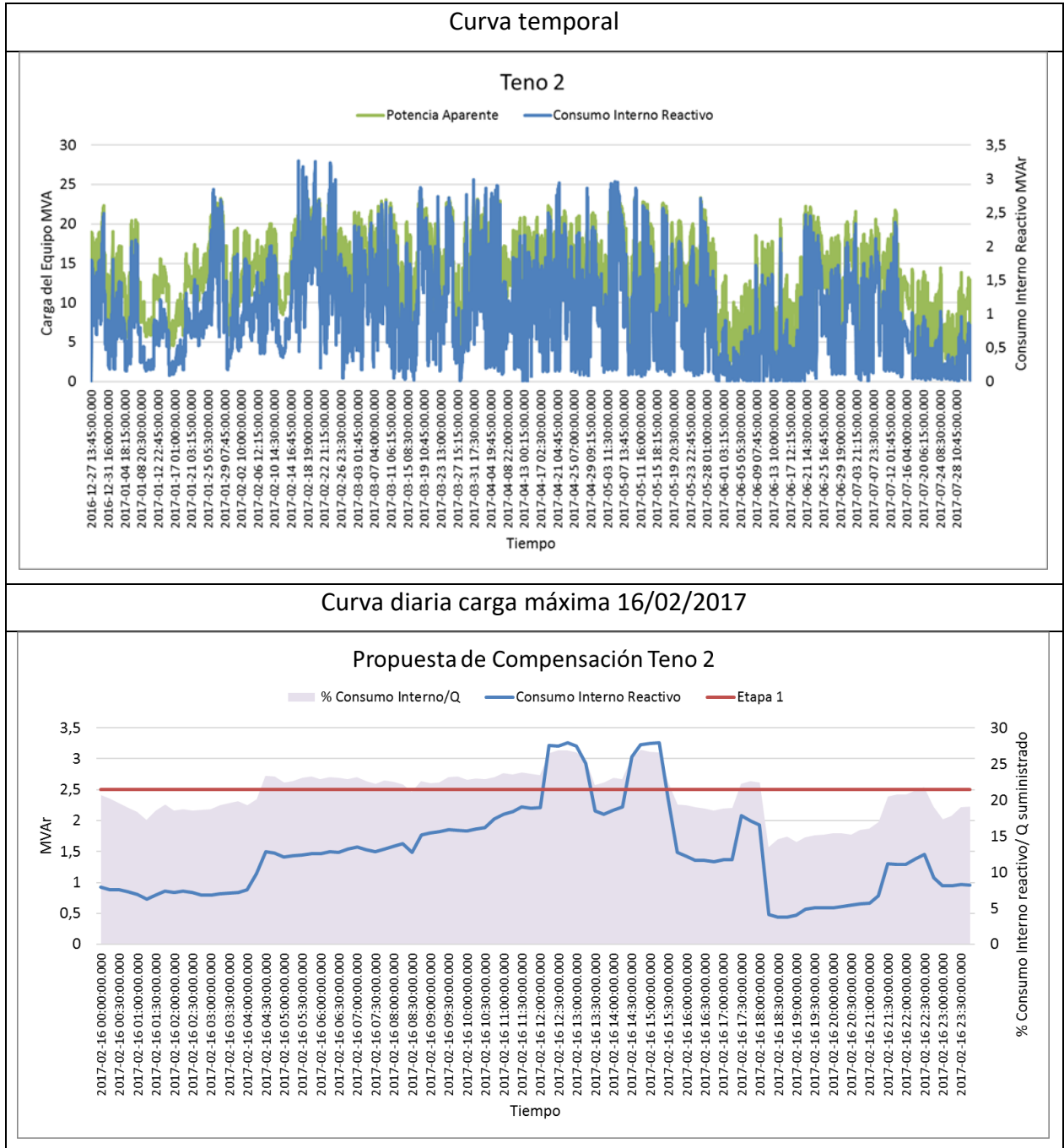
Transformador: Teno 2 154/13,2 kV

Capacidad Nominal: 33 MVA

Consumo Máximo Reactivo Estimado: 5,44 MVar

Propuesta de Compensación: 2x2,5 MVar

Tabla 23: Propuesta de compensación Teno 2.



7.1.8 Bajo Melipilla

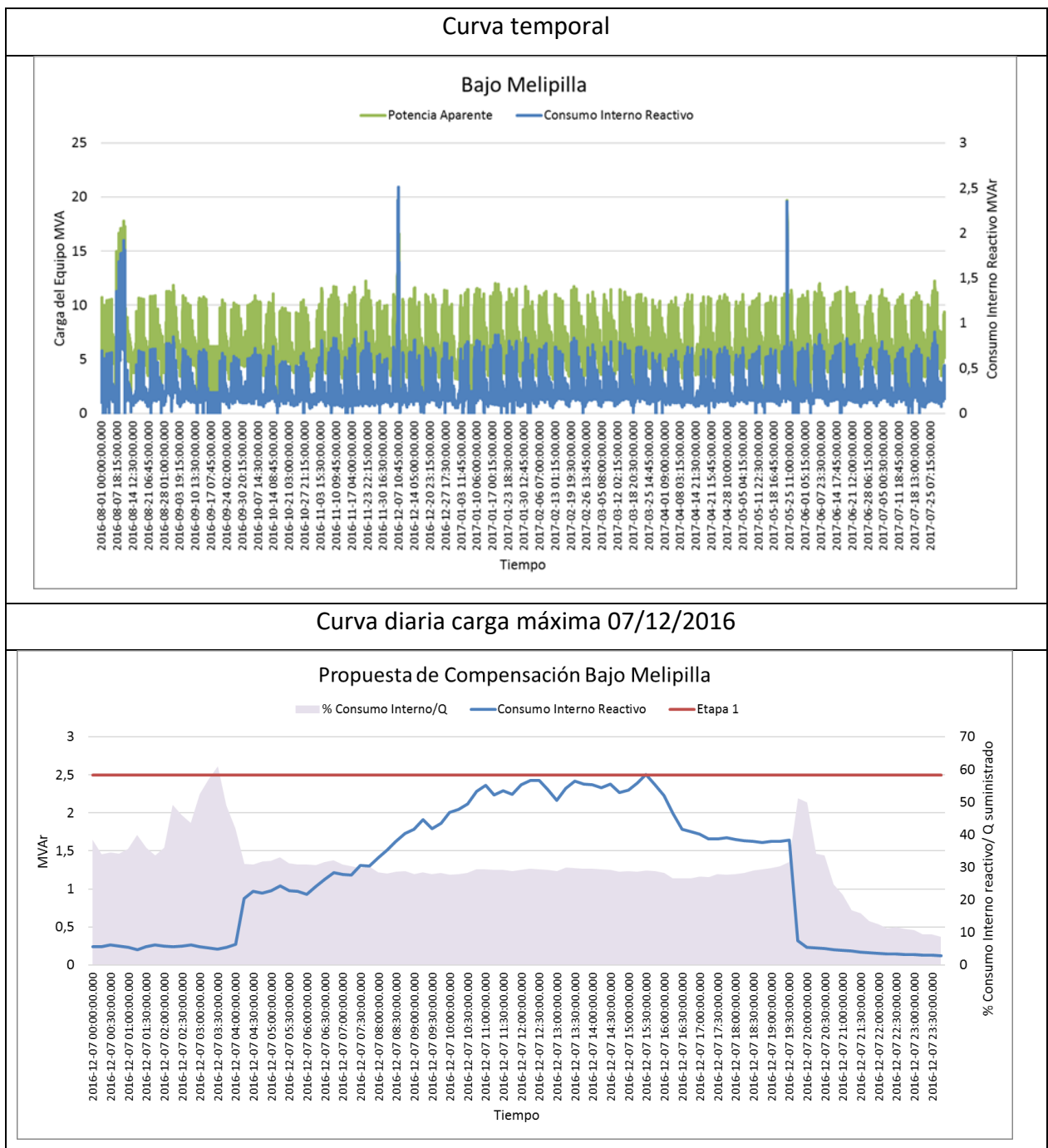
Transformador: Bajo Melipilla 110/13,2 kV

Capacidad Nominal: 30 MVA

Consumo Máximo Reactivo Estimado: 4,99 MVAR

Propuesta de Compensación: 2x 2,5 MVAR

Tabla 24: Propuesta de compensación Bajo Melipilla.



7.1.9 Piduco

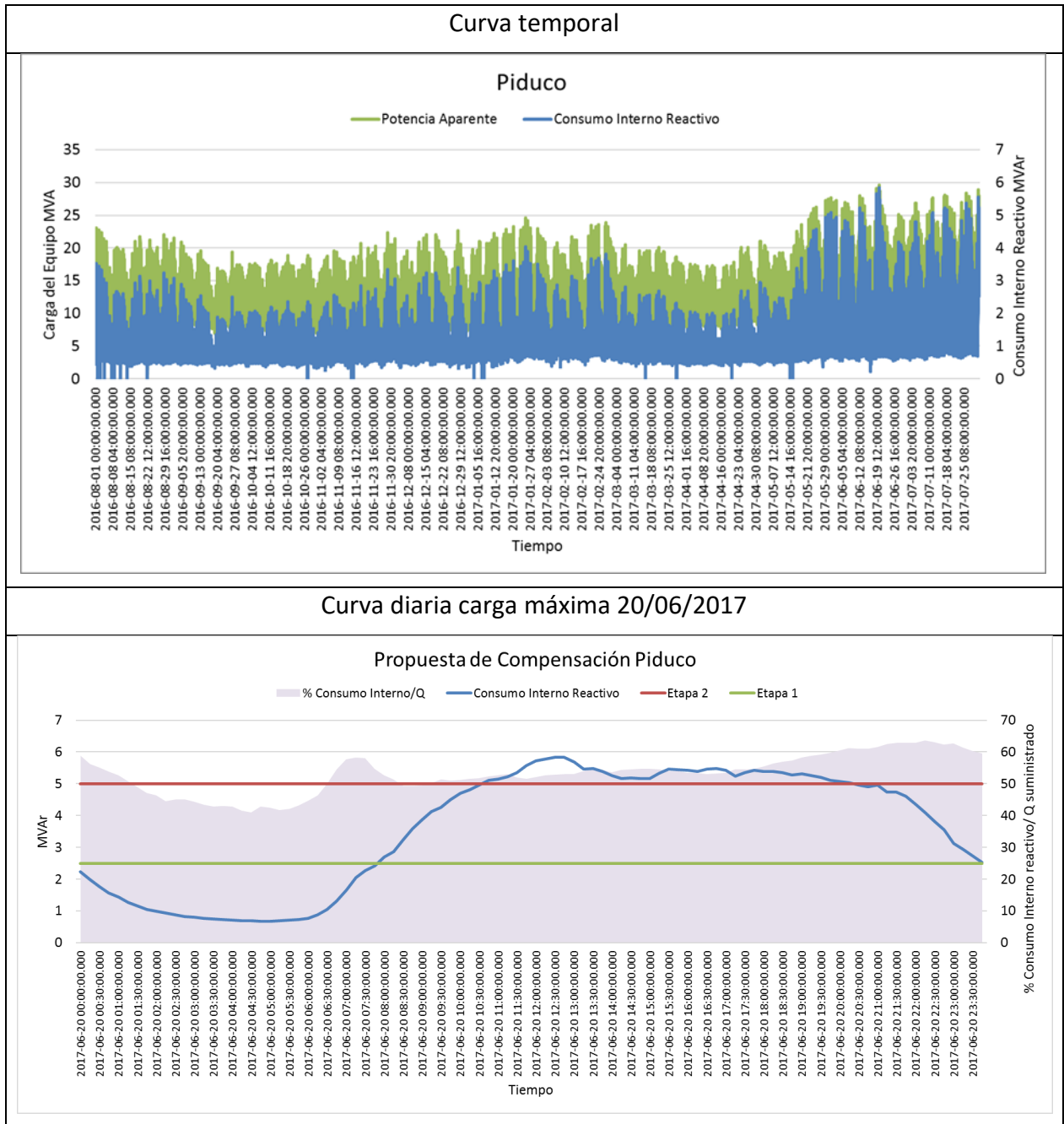
Transformador: Piduco 66/15 kV

Capacidad Nominal: 30 MVA

Consumo Máximo Reactivo Estimado: 5,48 MVar

Propuesta de Compensación: 2x2,5 MVar

Tabla 25: Propuesta de compensación Piduco.



7.2 Validación de la Propuesta Mediante DigSilent

Para realizar la simulación del desempeño de los bancos de condensadores propuestos se utiliza la base del sistema 154 kV disponible para simulaciones en donde se incluyen los nuevos bancos. La simulación se realiza para el periodo comprendido entre los años 2017 y 2026, ambos incluidos. Para integrar la propuesta de compensación es necesario estimar el año de entrada en operación de los BBCC, fecha que considerando los plazos normales de la entrada de un proyecto nuevo es fijada en el año 2022. El resultado de esta simulación son flujos de potencia expresados en porcentajes de cargabilidad de líneas y transformadores de dos y tres devanados del sistema de 154 kV y 66 kV para escenarios de verano e invierno.

Adicionalmente, se realiza una simulación de las contingencias listadas a continuación.

- Pérdida de circuito 1 y 2 línea Alto Jahuel - Punta de Cortes 154 kV.
- Pérdida de circuito 1 y 2 línea Charrúa - Tap Chillan 154 kV.
- Pérdida de línea Itahue - Maule 154 kV.
- Pérdida de circuito 1 y 2 línea Itahue - Tap Teno 154 kV.
- Pérdida de línea Linares - Maule 154 kV.
- Pérdida de línea Parral - Linares 154 kV.
- Pérdida de línea Parral - Tap Chillan 154 kV.
- Pérdida de circuito 1 y 2 línea Tinguiririca - Tap Malloa 154 kV.

Las contingencias se realizan una a la vez y se evalúa el desempeño en el sistema de 154 kV entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa nuevamente en porcentaje de cargabilidad de líneas.

El detalle de los resultados obtenidos para el análisis de flujos de potencia en escenarios de invierno y verano y contingencias en escenario de verano puede ser encontrado en el Anexo D de la sección 10.4.

Para efectos prácticos, en las siguientes secciones se muestran los resultados para el escenario de verano.

7.2.1 Análisis de Flujos de Potencia

Las ubicaciones geográficas de las subestaciones compensadas se observan en la Figura 38, donde destacadas de amarillo se aprecian las líneas donde la cargabilidad es menor debido a la instalación de los bancos de condensadores. Para mostrar de mejor forma el porcentaje que disminuye la carga de la línea con la presencia de los bancos se divide la zona en áreas, para ello se considera una mejora del 3% como umbral.

En las Figura 39 y Figura 40 se muestra la zona del Sur de Santiago desde Alto Jahuel hasta Rancagua con las mejoras para líneas de transmisión y equipos transformadores respectivamente, donde los equipos de 30 MVA corresponden a los compensados de dos devanados AT/MT y los superiores a esta capacidad corresponden a los equipos de tres devanados AT/AT del sistema de 154 kV.

En la Figura 41 se observa la zona de Teno donde si bien no existe mejora superior a un 3% en las líneas de transmisión si mejora la cargabilidad del transformador donde se instala la compensación.

En las Figura 42 y Figura 43 se observa la zona de Talca y Linares con las mejoras para líneas y transformadores respectivamente.



Figura 38: Ubicación geográfica de los BBCC instalados y líneas que presentan mejoras.

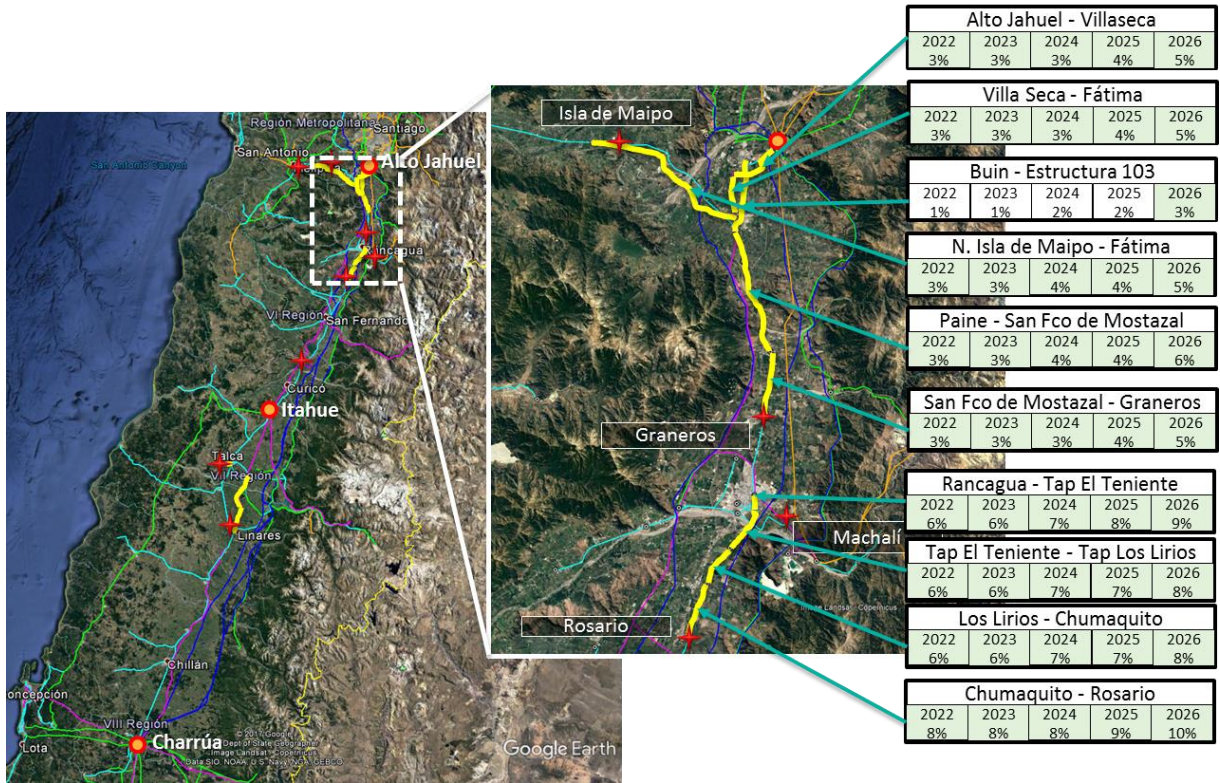


Figura 39: Líneas con mejoras, zona Sur de Santiago - Rancagua.

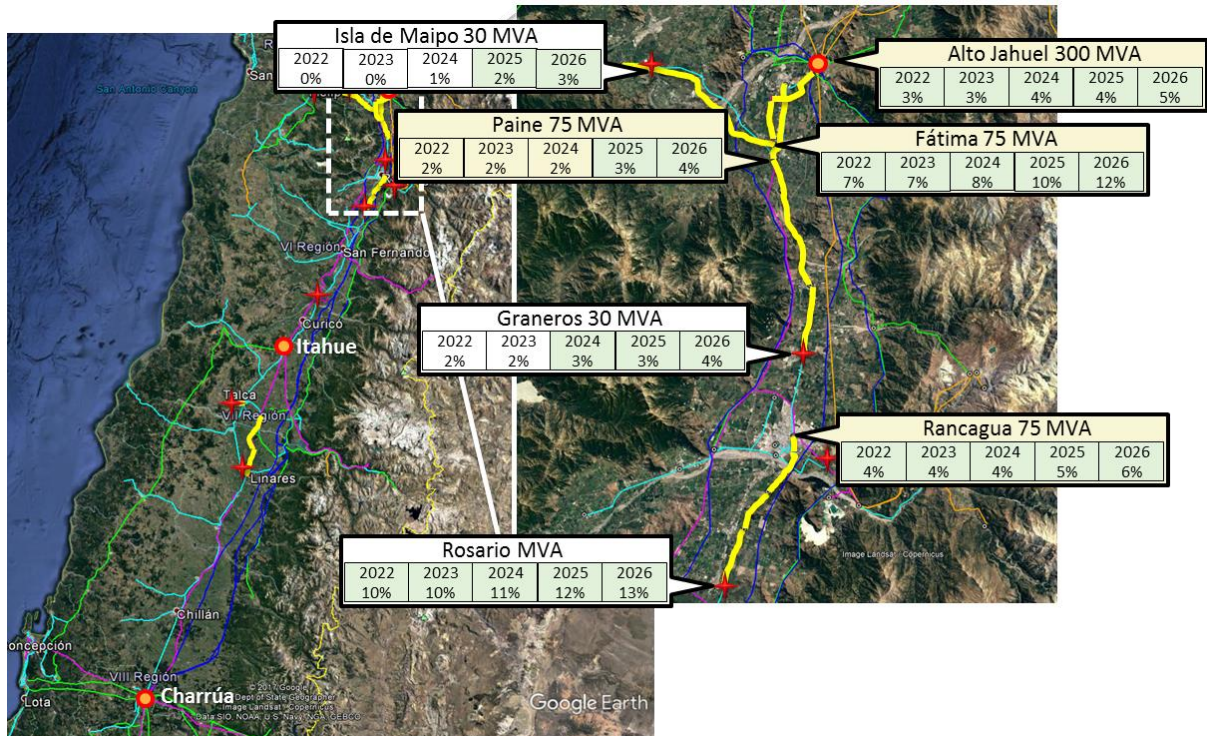


Figura 40: Transformadores 2D y 3D con mejoras, zona Sur de Santiago - Rancagua.

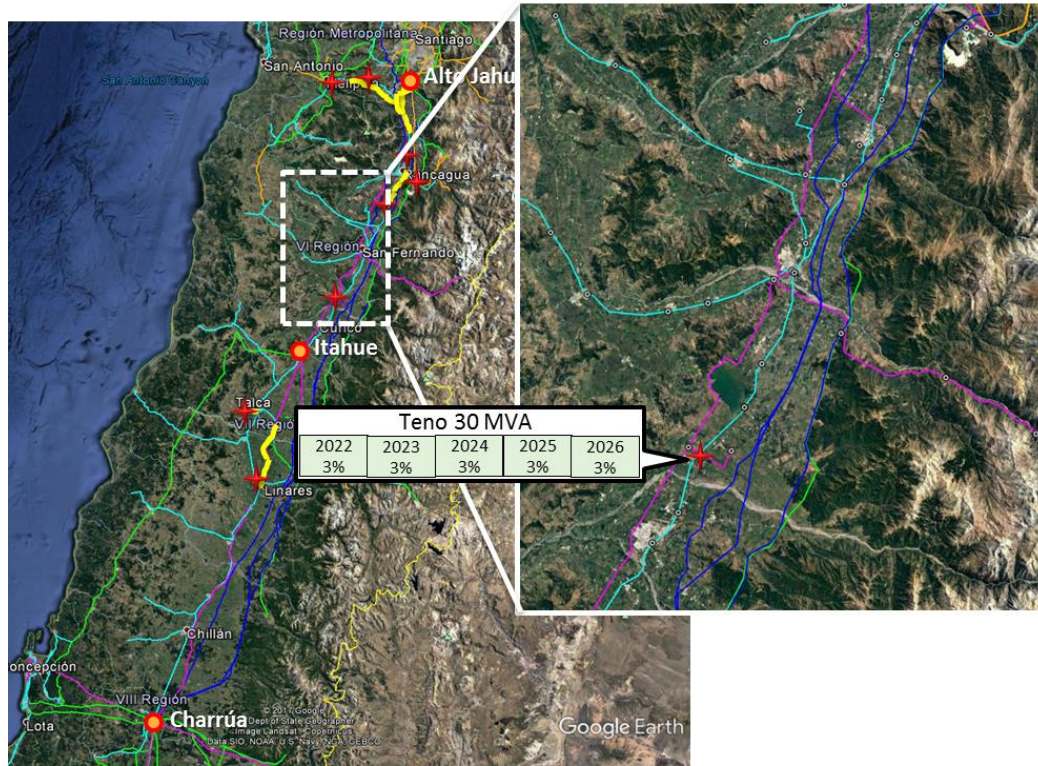


Figura 41: Transformadores 2D con mejoras, zona San Fernando - Teno.

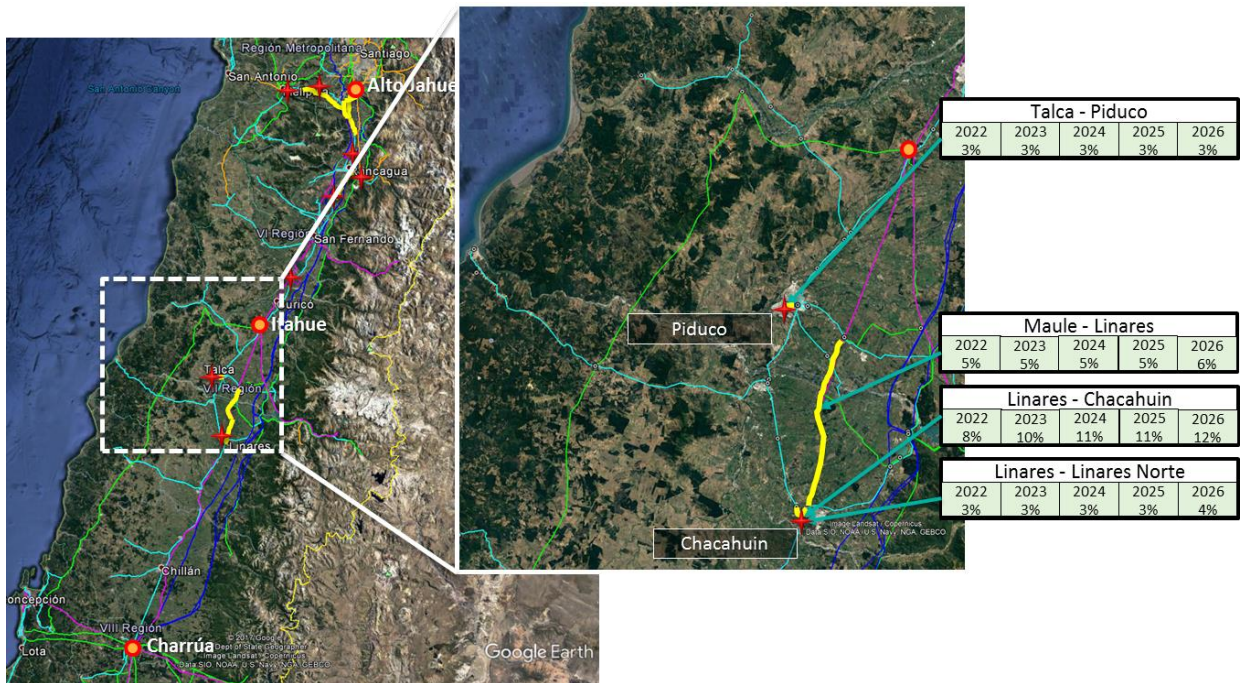


Figura 42: Líneas con mejoras, zona Talca - Linares.

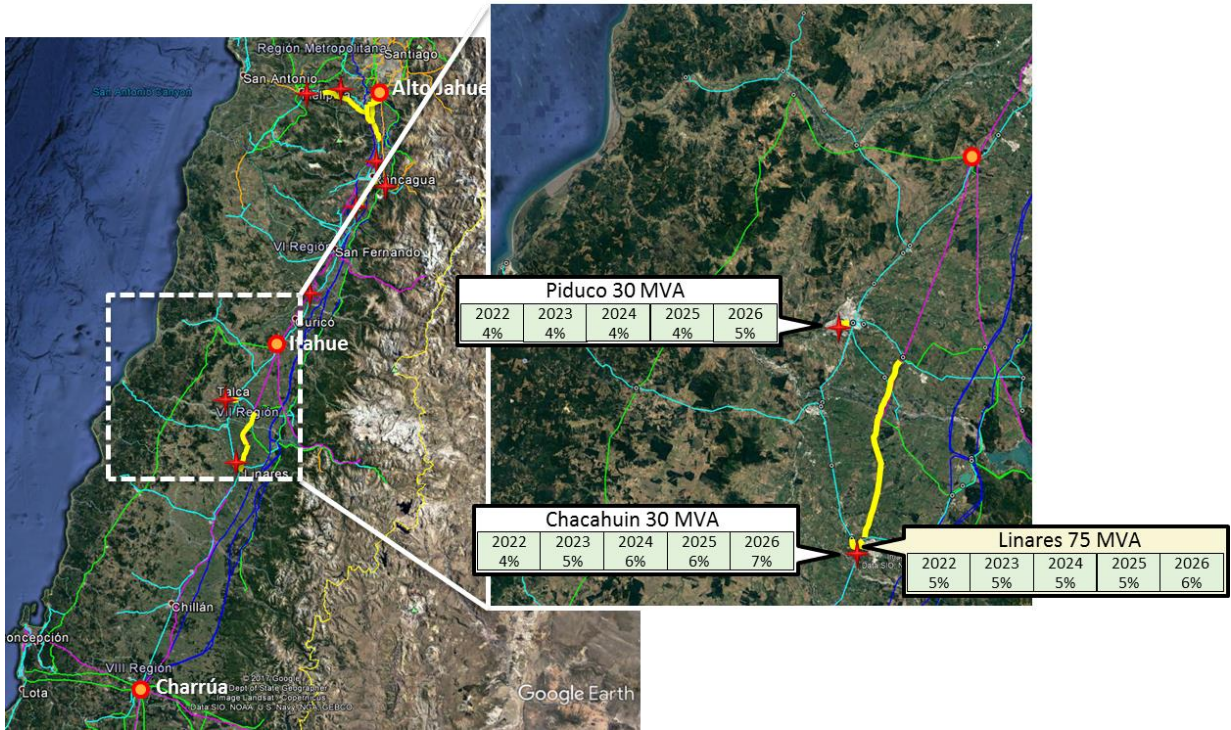


Figura 43: Transformadores 2D y 3D con mejoras, zona Talca - Linares.

7.2.2 Análisis de Contingencias

Para mostrar el efecto de los bancos en presencia de pérdidas de circuitos, se elige una contingencia para ejemplificar el resultado. La contingencia seleccionada es la pérdida del primer circuito de la línea Alto Jahuel - Punta de Cortés que muestra un desempeño superior en presencia de los BBCC para los dos primeros años luego de la puesta en operación estimada.

En las Figura 44 y Figura 45 se muestran las mejoras de las líneas de transmisión para la zona de Rancagua y Talca - Linares respectivamente.

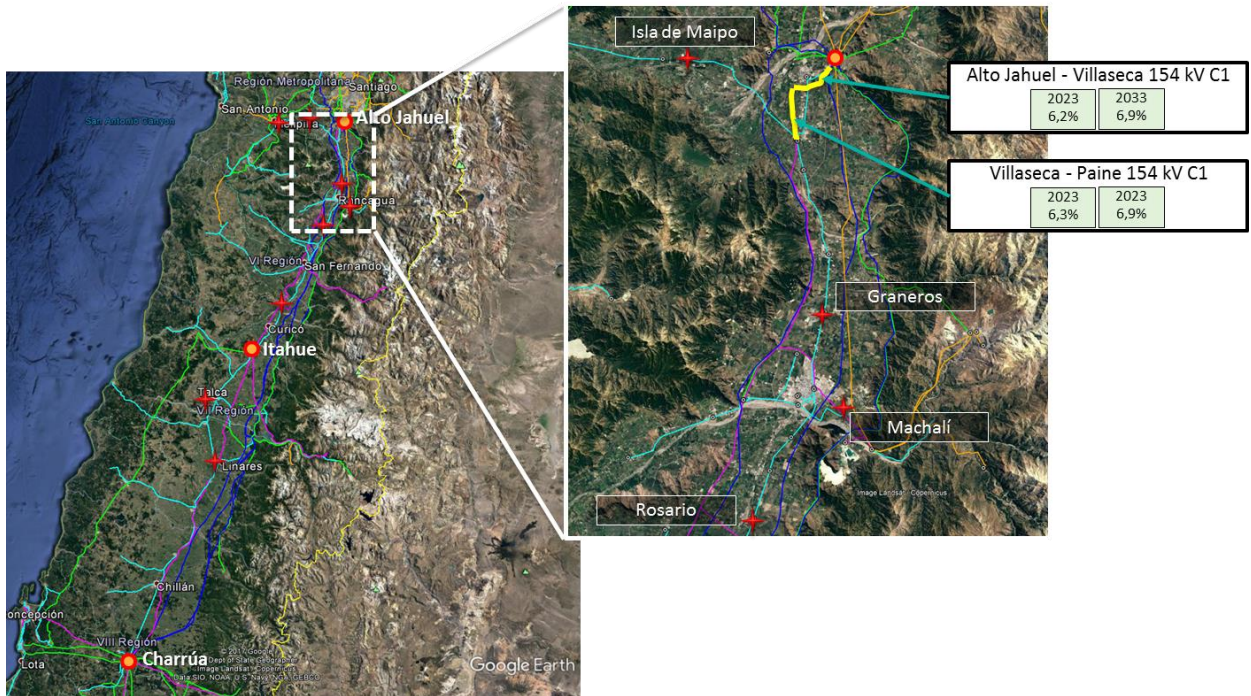


Figura 44: Mejoras de líneas frente a pérdida de circuito I Alto Jahuel - Punta de Cortes 154 kV, zona Sur de Santiago - Rancagua.

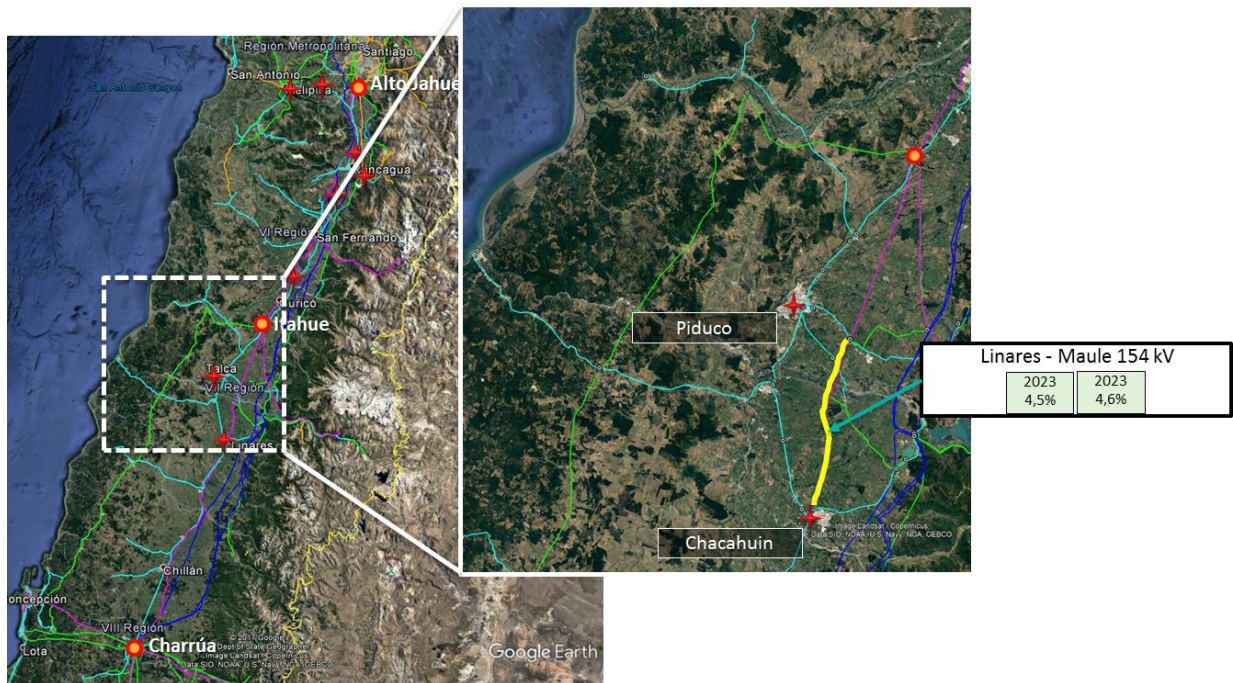


Figura 45: Mejoras de líneas frente a pérdida de circuito I Alto Jahuel - Punta de Cortes 154 kV, zona Talca – Linares.

8. Conclusiones

8.1 Conclusiones Generales

Se realizó un análisis de los aspectos teóricos involucrados en los estudios del comportamiento de potencia reactiva, identificando aquellos que en particular son aplicables a los sistemas de transmisión zonales existentes en nuestro país.

Se desarrolló un levantamiento bibliográfico detallado de la experiencia de las empresas y operadores internacionales, respecto de sus prácticas, criterios y estándares empleados en los estudios para la identificación de requerimientos de compensación de reactivos en sistemas de subtransmisión. A partir de esta información se construyó un benchmarking, que permitió comparar con la situación chilena y a partir de ello realizar recomendaciones.

En relación con la regulación y normativa local, se realizó una identificación de los aspectos vigentes, que permitieron identificar los incumplimientos y poner en contexto las prácticas, criterios y estándares internacionales identificados en el benchmarking.

A partir del benchmarking de la experiencia internacional, la normativa local, y los aspectos teóricos asociados con la compensación de reactivos, se realizó una propuesta de metodología que permite identificar los requerimientos de compensación de reactivos y recomendar equipos de compensación.

Se seleccionó el sistema de 154-66 kV comprendido entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa, en el cual se aplicó la metodología propuesta y se identificó los requerimientos de compensación reactiva lo que permitió generar una propuesta de compensación.

Finalmente, la propuesta de compensación logró ser validada mediante el software de simulación DigSilent logrando grandes mejoras en la cargabilidad de líneas y transformadores y así como también en un mejor desempeño frente a pérdidas de líneas intempestivas.

8.2 Conclusiones sobre Aspectos Específicos del Trabajo de Título

A continuación, se reúnen las conclusiones específicas obtenidas de los dos tópicos importantes de este trabajo.

- Benchmarking de la Experiencia Internacional

De la revisión de los criterios y prácticas internacionales realizadas por diversos participantes del sector eléctrico estadounidense, desde la Nerc hasta Utilities, se extrae que los estándares van desde lo menos a lo más específico mientras menor sea el nivel del sector eléctrico. Uno de estos estándares, es el de factor de potencia, donde se recalca su importancia como punto de unión entre transmisión o subtransmisión y distribución, y también como punto de modelamiento de las cargas. Los estándares de este tipo son delegados desde la Nerc a los operadores y estos a su vez los derivan a las compañías transmisoras y distribuidoras de su territorio, de este modo el procedimiento de requerimientos reactivos es específico y apropiado para el área de servicio en particular.

En términos generales se rescata de las prácticas y estándares internacionales, que el análisis de potencia reactiva se da de dos maneras. En primer lugar, de una forma global donde se compensan reactivos en líneas de transmisión, y en segundo lugar de forma local, donde el análisis de los requerimientos es dejado a los niveles menores buscando compensar principalmente en

subestaciones de alta a media tensión, las que representan el punto de intersección entre los dos niveles de estudios.

Por otro lado, de la revisión de la experiencia nacional se encontraron diversos objetivos y procedimientos para realizar compensación, donde las motivaciones para compensar van desde las netamente económicas en función de una señal regulatoria, hasta motivaciones técnicas y de flexibilidad. No obstante, las dos empresas distribuidoras analizadas tienen puntos en común con lo obtenido de las prácticas internacionales, como por ejemplo el mejoramiento por factor de potencia. Si bien esto en Chile se realiza debido a una penalización por mal factor de potencia, en lo recopilado en las experiencias internacionales se realiza por otros aspectos como: aumentar la capacidad disponible de las subestaciones, retrasar la construcción de nuevos proyectos y reducir las pérdidas del sistema.

Actualmente en el país, la compensación se instala para evitar cargos por mal factor de potencia o para prestar un servicio complementario, no existe la normativa que respalde e incentive las inversiones de compensación para otros fines. A partir de esto se identifica la falta de incentivos económicos para compensar reactivos en términos de planificación y expansión del sistema, y dada la actual planificación centralizada y normativa vigente, todas las obras de bancos de condensadores que no prestarán un servicio complementario no son incluidas en la planificación de los sistemas zonales.

- Caracterización del Sistema, Consumo Interno de Reactivos y Propuesta de Compensación

En base al análisis específico realizado por cada entidad del sistema eléctrico estadounidense con respecto al tratamiento de reactivos, se propuso el consumo interno reactivo como foco de estudio. En base a esto el sistema analizar de 154 kV presentó un marcado déficit de compensación en relación con la capacidad transformadora actual, el déficit se enfatiza cuando se analiza el consumo interno reactivo, resultando en una carencia de reactivos que representa cerca del 100% de la compensación instalada actual.

El valor del déficit aumenta a un 110% con la inclusión de transformadores de gran capacidad al año 2020. Este déficit contante y la mínima inclusión de nuevos proyectos de compensación dan una señal de que la necesidad de compensación debe ser vista desde el prisma de la planificación y no solamente como servicio complementario prestado para la operación segura y confiable del sistema.

Por otro lado, el porcentaje de reactivos consumidos internamente por los equipos de 30 MVA en relación con la potencia total que es suministrada alcanza en algunas subestaciones valores sobre el 30 %, incluso llegando al 50 %, valor que toma mucha más fuerza cuando se trata de una zona con déficit de compensación reactiva. Esto indica que el consumo interno reactivo es un punto importante que considerar en estudios de planificación y se recomienda extender a transformadores de otras capacidades.

El déficit de reactivos de la zona se observa más certeramente al simular los bancos de condensadores propuestos, al manifestarse su necesidad en una disminución evidente de la cargabilidad de líneas y transformadores. Por lo que una compensación basada en el consumo interno reactivo presenta mejoras que no deberían ser despreciadas.

Por último, el trabajo futuro de este trabajo de título radica principalmente en la verificación de la factibilidad operacional e impacto sobre el sistema de la propuesta de compensación, temas que escapan del alcance del trabajo dado que se encuentran fuera del contexto de la planificación del sistema.

Los estudios necesarios para verificar que los bancos de compensación propuestos son factibles en la operación de un sistema real constan de:

- Estudio de transientes de la conexión de los BBCC
 - Energización.
 - Conexión Back to Back.
- Estudio de las corrientes armónicas presentes en el sistema.
 - Sobretensiones armónicas.
 - Sobrecorrientes armónicas.

9. Bibliografía

- [1] Ministerio de Economía, Ley N°19.940: "Regula Sistemas De Transporte De Energía Eléctrica, Establece Un Nuevo Régimen De Tarifas Para Sistemas Eléctricos Medianos E Introduce Las Adecuaciones Que Indica A La Ley General De Servicios Eléctricos", Santiago, 2004.
- [2] Ministerio de Energía, Ley N°20.936: "Establece Un Nuevo Sistema De Transmisión Eléctrica Y Crea Un Organismo Coordinador Independiente Del Sistema Eléctrico Nacional", Santiago, 2016.
- [3] R. Carrasco, "Definición Óptima Técnico-Económica De Planes De Compensación De Potencia Reactiva En Un Sistema De Subtransmisión", Santiago: Memoria Universidad de Santiago, 2011.
- [4] Diario Oficial De La República De Chile, N° 38.970, Sección 5: "Cargo Por Factor De Potencia", Santiago, 2008.
- [5] CNE, "Norma Técnica De Seguridad Y Calidad de Servicio", Santiago, 2016.
- [6] CNE, "Reglamento De Servicios Complementario, Consulta Pública", Santiago, 2017.
- [7] W. Brokering, R. Palma y L. Vargas, "Los Sistemas Eléctricos De Potencia", Santiago: Prentice Hall-Pearson Education, 2008.
- [8] B. Guru y H. Hiziroglu, "Máquinas Eléctricas Y Transformadores", 3era ed., New York: Oxford University Press, 2002.
- [9] J. Yebra, "Compensación De Potencia Reactiva En Sistemas Eléctricos", 1era ed., México: McGraw Hill, 1986.
- [10] M. Ezquerra, "Análisis De La Factibilidad De Incorporación De Bancos De Condensadores En 110 kV En Un Plan De Compensación De Reactivos De Una Empresa Distribuidora", Santiago: Memoria Universidad de Santiago, 2005.
- [11] C. Chacón, "Estudio Técnico Y Económico De Un Plan De Instalación de Bancos De Condensadores Para El Sistema De Subtransmisión De La Región Metropolitana", Santiago: Memoria Universidad de Santiago, 2009.
- [12] Schneider Electric S.A., "Electrical Installation Guide: According to IEC International Standards", Francia: Schneider Electric, 2016.
- [13] S. Ramírez, "Redes De Distribución De Energía", 3era ed., Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2009.

- [14] Siemens, "Discover The World Of FACTS Technology", Erlangen Alemania: Siemens AG, 2011.
- [15] R. Thallam y G. Joós, "Electric Power Generation, Transmission, and Distribution", 3era ed., Boca Raton, Florida: Taylor & Francis Group, 2012, pp. 378-397.
- [16] Legrand Service, "Compensación De Energía Reactiva Y Monitoreo De La Calidad De La Potencia", Santiago, 2016.
- [17] J. Muñoz, "Prototipo De Equipos FACTS De Baja Potencia", Santiago: Memoria Universidad de Chile, 2016.
- [18] J. Romo y N. Morales, "Transformadores Monofásicos De Dos Enrollados", Santiago: Oficina de Publicaciones Docentes, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 1996.
- [19] L. Vargas, "Apuntes De Conversión Electromecánica De La Energía", Santiago: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2003.
- [20] A. Fitzgerald, C. Kingsley y S. Umans, "Máquinas Eléctricas", McGraw Hill, 2004.
- [21] L. Vargas, "Análisis De La Acción Directa E Inversa De Transformadores Con Taps", Santiago: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2008.
- [22] Ministerio de Economía , Ley General De Servicios Eléctricos, Santiago, 2016.
- [23] NERC, «The North American Electric Reliability Corporation,» [En línea]. Available: <http://www.nerc.com/AboutNERC/>.
- [24] NERC, "Reliability Standards For The Bulk Electric Systems Of North America", Atlanta, 2017.
- [25] NERC, "Transmission System Planning Performance Requirements: TPL-001-4", Atlanta, 2010.
- [26] NERC, "Reliability Guideline: Reactive Power Planning", Atlanta, 2016.
- [27] ISO New England, "2015 Regional System Plan", Holyoke. Massachusetts, 2015.
- [28] ISO New England, "Transmission Planning Technical Guide", Holyoke Massachusetts, 2017.
- [29] ISO New England, "2016 Regional Electricity Outlook", Holyoke, Massachusetts, 2016.
- [30] ISO New England, «"Iso Newswire: A Wholesale Electricity Industry Update",» [En línea]. Available: <http://isonewswire.com/updates/2017/5/31/beating-the-heat-how-iso-ne-prepares-for-the-dog-days-of-sum.html>.

- [31] ISO New England, "Transmission Planning Technical Guide Appendix J: Load Modeling Guide for ISO New England Network Model", Holyoke, Massachusetts, 2016.
- [32] ISO New England, "ISO New England Operating Procedure No. 17: Load Power Factor Correction", Holyoke, Massachusetts, 2016.
- [33] ISO New England, "ISO New England Operating Procedure No. 17 Appendix B: Methodology For Developing Load Power Factor Limits", Holyoke, Massachusetts, 2016.
- [34] East Kentucky Power Cooperative, "2016 Annual Report", Winchester, 2016.
- [35] East Kentucky Power Cooperative, "Integrated Resource Plan", Winchester , 2015.
- [36] East Kentucky Power Cooperative, "Responses To Commission Staff's Second Request For Information To East Kentucky Power Cooperative", Winchester, 2012.
- [37] Salt River Project, [En línea]. Available: <https://www.srpnet.com/about/facts.aspx>.
- [38] Enel Chile, "Memoria Anual Enel Chile 2016", Santiago, 2016.
- [39] Grupo Saesa, "Reporte Anual 2016", Santiago, 2016.
- [40] Coordinador Eléctrico Nacional, "Propuesta De Expansión de Transmisión Del Sistema Eléctrico Nacional 2018", Santiago, 2017.
- [41] Coordinador Eléctrico Nacional, "Propuesta De Expansión De Transmisión Del Sistema Eléctrico Nacional 2017, Informe Complementario", Santiago, 2017.
- [42] Diario Oficial De La República De Chile , Núm. 41.838 "Leyes, Reglamentos, Decretos Y Resoluciones De Orden General", Santiago, 2017.
- [43] Ministerio de Energía, "Resolución N°360 Exenta", Santiago, 2017.
- [44] Ministerio de Energía, "Resolución Exenta N° 528: Autoriza Ejecución De Las Obras De Transmisión Del Proyecto de Aumento de Capacidad BBCC Zona Maule", Santiago, 2017.

10. Anexos

10.1 Anexo A: Resumen de la Experiencia Internacional Recopilada

Tabla 26: Estándares y criterios de compensación de reactivos Ercot, FRCC, Miso e ISO NE.

	Tipo	Enfoque	Rangos de tensión que aplica	BES o NO BES	Escenarios	Condiciones de Simulación
ERCOT	Operador	Compensación de Línea (Estabilidad de Tensión)	Sobre los 60 kV	No BES y BES	Pre-contingencia Post- contingencia Régimen permanente y transiente	Para asegurar los márgenes de estabilidad de tensión en una situación post contingencia: <ul style="list-style-type: none"> • Se simula 5% más de sobrecarga sobre el peak esperado, en condiciones P0 y P1 • 2,5% más de sobrecarga sobre el peak esperado, en condiciones de operación de P2 a P7
FRCC	Entidad Regional	Compensación de Línea (Estabilidad de Tensión)	Sobre 69 kV	No BES y BES	Pre-contingencia Post- contingencia Régimen permanente y transiente	<ul style="list-style-type: none"> • Se incluyen las limitaciones del sistema, como son: las sobrecargas térmicas y las limitaciones de estabilidad de tensión. • Se utiliza un factor de seguridad de voltaje del 5% para contingencias simples y 2,5% para dobles.
MISO Energy	Operador	Compensación de Línea (Estabilidad de Tensión)	Sobre 69 kV	No BES y BES	Pre-contingencia Post- contingencia Régimen permanente y transiente	Condiciones de peak
ISO NE	Operador	Compensación de Línea (Estabilidad de Tensión)	Desde 69 kV	BES y no BES	Pre-contingencia Post- contingencia Régimen permanente y transiente	En todos los estudios de planificación se consideran los siguientes niveles de carga: <ul style="list-style-type: none"> • Peak Load 90/10 (90/10 Peak Load represents a load level that has a 10% probability of being exceeded due to variations in weather) • Intermediate Loa • Light Load • Minimum Load
	Operador	Corrección del factor de potencia en el límite TO/DP con separación de áreas de servicios y procesos diferenciados. Se fijan bandas de fp en función del nivel de carga	Inferior a 69 kV	No BES	90/10 peak load, Carga intermedia y Light Load Todos en situación pre contingencia y post contingencia en light load e intermedia (donde existe el fp máximo)	<ul style="list-style-type: none"> • Se definen 3 niveles discretos de carga: heavy 28000 MW, intermedia 18000 MW y light load 9000 MW • Se setea el fp mínimo en 0,998 leading para el nivel más bajo de carga (light load) en todas las barras de distribución en New England (dos excepciones 0,978 y 1) • Para cada nivel de carga se determina el mínimo y máximo fp para todas las áreas. Se realiza en base a un criterio de dos componentes: Zero (0) Voltage-Ampere reactive (VAr) Interchange y minimum/maximum voltage 0 Var Interchange: (aplica solo en post contingencia) Ninguna contingencia en situación de fp al máximo puede resultar en Vars exportados desde otra área. Aplica de igual manera para situación de fp mínimo, no se permiten importaciones de Vars del área. Minimum/Maximum Voltage: En situación de máximo fp, el área no puede exceder el voltaje impuesto en el criterio de tx del área. Para el mínimo aplica lo mismo

Empresa	Estudios	Rango de tensión Pre contingencia	Rango de tensión Post contingencia	Contingencias Aludidas
ERCOT	Se realiza estudios de flujo de potencia y análisis de perfil de tensión	0,95-1,05 Para niveles de tensión sobre los 100 kV	0,90-1,05 Para niveles de tensión sobre los 100 kV	Se pide un mejor desempeño (mejor respuesta de tensión y perfil de reactivos) en contingencias seleccionadas: •P1 performance - A common tower outage is the contingency loss of a double-circuit transmission line consisting of two circuits sharing a tower for 0.5 miles or greater. •P1 performance - The contingency loss of a single generating unit shall include the loss of an entire Combined Cycle Train, if that is the expected consequence. En ningún caso se permite salidas en cascadas ni desprendimiento de carga
FRCC	Los estudios se realizan con el fin de asegurar que todos los voltajes entre dentro de los criterios de la NERC TPL-001-4: • Curvas PV y QV • Estudios de flujo de potencia • Simulaciones dinámicas Los estudios se realizan estacionalmente, mensual y deay ahead			Contingencias simples y múltiples (No especifica)
MISO Energy	Miso realiza evaluaciones detalladas para asegurar la confiabilidad del sistema, lo realiza a largo plazo cubriendo 10 años. Los análisis son: • Análisis de contingencia de estado estacionario • Análisis de estabilidad transitoria y dinámico • Estudios de transferencia • PV y QV análisis • Calculo de la reserva dinámica y estática en tiempo real de potencia reactiva			Se analiza la estabilidad de tensión para un análisis de contingencias N-1

<p>ISO NE</p>	<p>Se deben satisfacer tres restricciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mantener voltajes en el sistema de distribución (cliente final) • Mantener voltajes en los equipos del sistema de tx los equipos conectados en los márgenes • Evitar colapso de tensión <p>Por esta razón se realizan los estudios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Análisis de flujo de potencia, bajo condiciones de peak, intermedio y baja carga, con y sin transferencias) • Estudios de flujo de potencia • Simulaciones dinámicas • ISO a través de Voltage Task Force (VTF) realiza una revisión anual, desarrolla curvas de fp y determina las mejoras. Luego el VTF conduce un estudio de fp asumiendo las mejoras en servicio y genera un estándar del fp pronosticado para las áreas afectadas • En base a las condiciones anteriores señaladas y mediante un flujo de potencia, VTF determinara el estándar de pf a aplicar, en base al criterio que resulte más restrictivo. • EL fp máximo no puede ser inferior a la unidad (lagging fp no están permitidos) • EL fp mínimo no puede estar por sobre la unidad (leading fp no están permitidos) 	<p>0,95-1,05 EL límite del equipo bajo régimen permanente este dado por la condición "circuit breaker" (IEEE Standard C37.06)</p>	<p>Mayor o igual a 0,90 antes del switching y los taps, luego debe ser mayor a 0,95. Luego de la acción de los equipos no debe ser superior a 1,05</p>	<ul style="list-style-type: none"> • N-1: Todos los dispositivos shunt son modelados conectados y desconectados en situación pre contingencia, para estar preparados para situaciones de alta o baja tensión. • N-1-1: Se modelan los dispositivos shunt conectados y desconectados entre la primera y segunda contingencia, para prepararse para la segunda contingencia mientras que el estándar de voltaje es satisfecho para la primera contingencia primero.
----------------------	--	--	---	---

Tabla 27: Estándares y criterios de compensación de reactivos PJM, Southern Company y Salt River Project.

Empresa	Tipo	Enfoque	Rangos de tensión que aplica	BES o NO BES	Escenarios	Empresa
PJM	Operador	Compensación de Línea (Estabilidad de Tensión)	Sobre 100 kV	BES	Pre-contingencia Post-contingencia Régimen permanente y transiente	Se incluyen: Caso de referencia, análisis estacional, análisis de disponibilidad de carga y de generación
	Operador	Setea un fp mínimo en el punto de interfaz de transmisión a distribución				Se setea un fp mínimo de 0,97 lagging
Southern Company	Utility Holding (35781 MW peak summer)	Compensación de Línea (Estabilidad de Tensión)	Sobre 300 kV y sobre 500 KV	BES	Pre-contingencia Post-contingencia Régimen permanente y transiente	
Salt River Project	Utility (~7000 MW peak)	Corrección del factor de potencia en subestaciones transformadoras	Sobre los 69 kV	No BES	Peak de verano del sistema	En el peak se incluyen:• Los consumos activos y reactivos de los transformadores de cada subestación• La lista de banco de condensadores con su tamaño y estatus en el momento• Las demandas proyectadas para el siguiente verano

Empresa	Condiciones de Simulación	Estudios	Rango de tensión Pre contingencia	Rango de tensión Pos contingencia	Contingencias Aludidas
PJM	Se incluyen: Caso de referencia, análisis estacional, análisis de disponibilidad de carga y de generación	<ul style="list-style-type: none"> Estudios a largo (6-15 años) y corto plazo (5 años) Se siguen los siguientes pasos -Baseline analysis: Es el flujo de potencia de referencia, asume en un pronóstico de carga 50/50 desde el último reporte de demanda vigente (50% probability that the actual load is higher or lower than the projected load) Se realiza a 10 años. -Análisis de Load Deliverability: Serie de pruebas que busca asegurar el abastecimiento de la demanda en cada área. Se usa un conjunto de despachos probabilísticos para determinar "expected loading" para determinar los límites térmicos. -Análisis de Generation Deliverability: Asegura que, en conjunto con el análisis anterior, bajo una contingencia simple el sistema de tx es capaz de soportar el peak de carga. En las áreas que presenten problemas térmicos se realizará un análisis de voltaje de 6-15 años Basado en esos análisis PJM recomendará modificaciones al comité de expansiones. 			The long-term plan voltage analysis will be performed using contingencies 345 kV and greater and monitoring substation voltages 345 kV and greater. Analysis of lower voltage systems will be completed on an exception basis only.
	Se setea un fp mínimo de 0,97 lagging				
Southern Company		<ul style="list-style-type: none"> Se realiza una evaluación del sistema mediante flujo de potencia en régimen permanente, se obtienen los perfiles de tensión y si alguno no se encuentra dentro de las bandas se adiciona alguna compensación estática al sistema. Se realiza además un análisis de estabilidad de tensión mediante curvas PV. El sistema debe estar planificado para operar con un 5% por sobre el margen de inestabilidad para situaciones P0 y P1 (contingencias simples) y P3 (múltiples). Para otras contingencias, P4-P7 (salida de múltiples elementos) los márgenes de estabilidad de tensión deben permanecer en un rango de 2,5% 		Menor que 300 kV • 0,95-1,05 para P0 • 0,92-1,05 para P1 y P2 • 0,90-1,05 para P3 a P7 Para líneas de 500 kV • 0,97-1,075 para todos los eventos	Todas las situaciones indicadas en el TPL-001-4 P0-P7
Salt River Project	En el peak se incluyen: • Los consumos activos y reactivos de los transformadores de cada subestación • La lista de banco de condensadores con su tamaño y estatus en el momento • Las demandas proyectadas para el siguiente verano	Flujo de Potencia para un estudio de condensadores			

Tabla 28: Estándares y criterios de compensación de reactivos EKPC y Electric System Planning.

Empresa	Tipo	Enfoque	Rangos de tensión que aplica	BES o NO BES	Escenarios
East Kentucky Power Cooperative, Inc.	Utility (2890 MW peak)	<ul style="list-style-type: none"> •Planificación de Subestaciones MT/BT (Delivery Points) •Corrección del factor de potencia en subestaciones trasformadoras en el lado de baja. 	Sobre 12,5 KV - 69 kV	No BES	<p>Para planificación de subestaciones, se considera los peaks estacionales de la carga en las subestaciones</p> <p>Para estudio de factor de potencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Corrección del factor de potencia para cada subestación para 5 niveles (95%, 96%, 97%, 98% y 99%) lagging • Se considera la condición peak de verano
Electric System Planning (Hossein Sadegh Sepasian 2011)	Términos Generales	Compensación de Línea (Estabilidad de Tensión)	Sobre los 63 kV (transmisión y Subtransmisión)		<p>Pre-contingencia</p> <p>Post- contingencia</p>

Empresa	Condiciones de Simulación	Estudios	Rango de tensión Pre contingencia	Rango de tensión Pos contingencia	Contingencias Aludidas
East Kentucky Power Cooperative, Inc.	Para la planificación se subestaciones: • Se considera un pronóstico de la demanda para cada subestación de distribución • El estudio se realiza en términos de una filosofía de planificación de "one-system" (Costos combinados para EKPC y los miembros del sistema) Para el estudio de factor de potencia: • Se consideran los beneficios económicos de retrasar nuevas subestaciones, retrasar proyectos de tx y el ahorro por perdidas.	• Evaluación económica con horizonte de 4 años para la planificación de subestaciones de distribución • Estudio económico de corrección de Factor de Potencia en subestaciones, al que se le añaden mejoras año a año. Para estudiar el beneficio del retraso de nuevas subestaciones se determina en qué año la subestación se encontrara sobrecargada para el fp existente y para los 5 niveles de corrección, se realiza un valor presente para determinar el valor del aplazo Para estudiar el beneficio de aplazar proyectos de tx y la reducción de pérdidas, se realiza en un flujo de potencia para cuantificar los beneficios, valorizándolo con un valor presente que para el caso de la reducción de pérdidas se realiza a 20 años.			
Electric System Planning (Hossein Sadegh Sepasian 2011)		• Flujo de potencia DC y AC, no obstante, el autor recomienda un análisis AC para planificación de reactivos. • A partir del flujo de potencia se estudia el perfil de tensión mediante el índice propuesto por el autor $P_{prof} = \sum (V_i - V_{i, set})^2$ EL índice refleja que mientras más alto sea, los voltajes en las barras están más alejados del set point. Mientras mejor sea el índice mejor es el perfil de tensión • Se realiza un estudio de estabilidad de tensión mediante curvas QV Mediante el análisis de las curvas se encuentra Pstab: la diferencia de reactivos que hace falta para llegar al punto crítico de la curva. En términos sistémicos, para encontrar Pstab, las cargas reactivas de todas las barras deben ser proporcionalmente incrementadas hasta que se alcance el punto crítico en la barra más débil. La potencia reactiva que se incremento es considerada Pstab. • En conjunto con estos dos índices el autor sugiere dimensionar la compensación.	0,95-1,05		La condición N-1 es probada para cada elemento individual y se estudia divergencia del flujo de potencia, si los límites de tensión se superan se debe agregar compensación.

10.2 Anexo B: Listado de Transformadores Sistema 154kV con sus Parámetros de Modelación Matemática

Tabla 29: Listado de equipos actuales, con inclusión de proyectos futuros y ampliaciones, con sus parámetros más relevantes.

Nombre transformador	Máxima capacidad del equipo MVA	Tensión lado alta kV	Tensión lado baja kV	Impedancia secuencia positiva %	Pérdidas en el cobre %	Impedancia secuencia positiva p.u	Impedancia secuencia positiva ohm	Compensación bbcc MVar
Alameda 66/15kv 25mva 1	25	69,0	15,0	18,2	29,2	0,18	34,72	2,5
Alameda 66/15kv 25mva 2	25	69,0	15,0	18,2	29,2	0,18	34,72	2,5
Alcones 66/13.8kv 10mva	10	66,0	24,0	9,5	40,2	0,09	41,22	
Alhué 69/25kv 20mva	20	69,0	25,0	9,9	70,3	0,10	23,51	
Buin(transnet) 66/15kv 30mva 1	30	69,0	15,3	18,0	75,3	0,18	28,54	2,5
Buin(transnet) 66/15kv 30mva 2	30	69,0	15,3	18,0	75,3	0,18	28,54	2,5
Cachapoal 66/15kv 25mva 1	25	66,0	15,0	18,2	29,2	0,18	31,77	2,5
Cachapoal 66/15kv 25mva 2	25	69,0	15,0	10,4	29,2	0,10	19,87	2,5
Cauquenes 23/13.2kv 4mva t2	4	23,0	13,2	6,6	20,2	0,07	8,68	
Cauquenes 66/13,8 20mva	20	66,0	13,8	11,6	10,9	0,12	25,18	2,5
Chacahuín 66/15kv 13.3mva t1	13,3	66,0	14,8	8,4	59,0	0,08	27,53	2,5
Chacahuín 66/15kv 30mva t2	30	69,0	15,3	18,4	74,0	0,18	29,12	
Chillan 66/13.8kv 10.2mva t1	10,2	66,0	13,8	12,9	67,2	0,13	54,96	
Chillan 66/15kv 30mva t2	30	69,0	15,3	16,3	60,5	0,16	25,92	2,5
Chillan 69/15,3 kv 18/24/30 mva t4	30	69,0	15,3	16,1	72,6	0,16	25,52	
Chimbarongo 66/15kv 9.4mva t1	9,4	66,0	14,8	9,6	42,3	0,10	44,37	
Chimbarongo 66/15kv 9.4mva t2	9,4	66,0	14,8	9,6	42,3	0,10	44,37	
Chocalán 66/13.8kv 10mva	10	66,0	13,8	9,2	32,1	0,09	40,18	
Chumaquito 66/14.8kv 18.7mva 1	18,7	66,0	15,0	11,7	40,7	0,12	27,27	
Cocharcas 66/13.2 kv 5mva	5	66,0	13,2	7,8	21,5	0,08	67,95	5
Cocharcas 66/13.8kv 10-12 mva	12	66,0	13,8	6,9	17,3	0,07	25,01	
Cocharcas 66/15kv 4.2mva t1	4,2	66,0	14,8	11,7	20,2	0,12	121,82	
Colchagua 66/14.8kv 10.5mva 1	10,5	66,0	14,8	10,1	42,7	0,10	41,82	2,5
Colchagua 66/15kv 18.7mva 2	18,7	66,0	15,0	11,7	62,6	0,12	27,27	2,5
Constitución 66/23 10mva t2	10	66,0	23,0	12,3	64,3	0,12	53,36	
Constitución 66/23 20mva	20	66,0	23,0	10,2	52,0	0,10	22,11	2,5
Curicó 66/13.2kv 25mva 4	25	66,0	13,8	15,7	62,0	0,16	27,30	
Curicó 66/13.2kv 4mva 3a	5,2	66,0	13,8	9,0	19,3	0,09	75,14	
Curicó 66/13.2kv 5mva 3b	6,25	66,0	13,8	8,6	25,1	0,09	60,11	
Curicó 66/15kv 25mva t1	25	69,0	15,0	17,4	65,9	0,17	33,17	7,5

Curicó 66/15kv 30mva t2	30	69,0	15,3	17,8	76,4	0,18	28,25	7,5
El maitén 69/13.8kv 10mva	10	69,0	13,8	9,3	35,5	0,09	44,46	
El manzano 66/15kv 4mva	4	66,0	14,8	9,1	20,2	0,09	98,59	
El manzano 66/15kv 6.67mva	6,67	66,0	15,0	9,2	34,1	0,09	60,03	
El monte 69/13.8kv 10mva	10	69,0	13,8	8,9	32,3	0,09	42,19	
El paico 66/13.8kv 20mva	20	66,0	13,8	11,6	10,9	0,12	25,18	
El peumo 66/25kv 30mva	30	69,0	25,0	15,5	73,2	0,16	24,62	
Fátima 69/15.3kv 30mva	30	69,0	15,3	18,0	64,6	0,18	28,49	5
Fátima 69/15.3kv 30mva	30	69,0	15,3	18,0	64,6	0,18	28,49	2,5
Graneros 69/25-15.3kv 18/24/30mva	30	69,0	15,3	6,1	74,2	0,06	9,65	
Hospital 66/24-15kv 10mva	10	66,0	15,0	11,3	37,3	0,11	49,33	
Hualane 66/23-13,8kv 5 mva	6,25	66,0	13,8	8,1	45,8	0,08	56,45	
Hualte 66/13.8kv 2 mva	2	66,0	13,8	6,9	19,0	0,07	150,06	
Hualte 66/24-13.8kv 2 mva	2	66,0	24-13.8	6,5	7,4	0,07	141,57	
Hualte 66/33-23kv 10 mva	10	66,0	33-23	10,7	43,0	0,11	46,45	
Isla de Maipo 66/12kv 25mva 3	25	66,0	12,0	15,6	59,0	0,16	27,18	5
Isla de Maipo 66/12kv 30mva 4	30	69,0	23,0	16,0	68,0	0,16	25,39	
Isla de Maipo 66/23kv 11.2mva 2	11,2	66,0	12,5	9,6	46,0	0,10	37,30	5
Itahue 66/13.8kv 6,25 mva 3	6,25	66,0	13,8	10,5	43,9	0,10	72,85	
La esperanza 69/13.8kv 12mva	12	69,0	13,8	9,4	43,2	0,09	37,18	
La manga 66/15kv 20mva	20	66,0	15,0	16,5	49,5	0,17	35,94	
La palma 66/15kv 30mva	30	66,0	15,0	17,8	76,4	0,18	25,85	
La palma 66/24-15kv 10mva t1	10	66,0	15,0	11,3	45,2	0,11	49,28	
La ronda 66/23-15kv 13.3mva	13,3	66,0	15,0	13,7	62,6	0,14	45,00	
La vega 66/23kv 10mva	10	66,0	23,0	10,7	32,3	0,11	46,45	
Las arañas 66/13.2 kv 5 mva	5	66,0	13,8	8,6	34,2	0,09	75,14	
Las arañas 66/23kv 12mva	12	69,0	25,0	9,1	43,4	0,09	36,18	
Las cabras 66/15kv 9mva	9	66,0	15,0	9,7	398,8	0,10	46,92	2,5
Las cabras 66/24-15kv 10mva	10	66,0	15,0	11,3	67,2	0,11	49,33	
Licantén 23/13.2kv 5mva	5	23,0	13,2	8,2	43,9	0,08	8,65	
Licantén 66/23kv 10mva	10	66,0	23,0	10,7	43,2	0,11	46,55	
Lihueimo 66/13.8kv 12.5mva t3	12,5	66,0	14,8	9,4	62,6	0,09	32,76	
Linares 66/66 kv 20mva 2	20	66,0	66,0	0,1	15,2	0,00	0,26	
Linaresnorte 66/13.2kv 25mva	25	66,0	13,2	6,6	35,2	0,07	11,50	1,2
Linaresnorte 66/13.8kv 25mva	25	66,0	13,2	6,6	35,2	0,07	11,50	0,45
Lo miranda 66/15kv 30mva t2	30	66,0	15,3	16,1	75,8	0,16	23,40	2,5
Lo miranda 66/24-15kv 18.7mva t1	18,7	66,0	14,8	12,5	39,5	0,12	29,10	2,5
Longaví 66/13.2kv 12.5mva	30	66,0	13,2	15,5	73,8	0,15	22,43	0,9

Loreto 66/15kv 10.5mva	10,5	66,0	15,0	10,1	10,5	0,10	41,82	
Machalí 66/15kv 30mva	30	69,0	15,3	17,4	75,6	0,17	27,61	
Malloa 66/15kv 5.2mva	5,2	66,0	15,0	8,0	27,4	0,08	66,99	
Mandinga 66/13.8kv 8mva 1	8	66,0	13,8	8,9	33,5	0,09	48,64	
Marchigüe 66/13.8kv 10mva	10	66,0	13,8	7,5	35,5	0,08	32,84	
Marchigüe 66/23kv 10mva	10	66,0	24,0	10,8	67,2	0,11	47,15	
Marquesa 66/24-13.8kv 25mva 4	15	69,0	25,0	10,6	72,6	0,11	33,58	
Maule 66/13.8kv 10.35mva	10,35	66,0	13,8	8,6	30,0	0,09	36,30	15
Melipilla 110/13.8kv 25mva	25	110,0	13,8	12,5	93,7	0,13	60,50	
Melipilla 115/25-13.4kv 30mva	30	115,0	13,4	16,6	66,4	0,17	73,33	
Molina 66/15kv 20mva t2	20	66,0	15,0	16,5	66,1	0,17	35,94	2,7
Molina 66/15kv 30mva t1	30	69,0	15,3	16,4	72,5	0,16	25,95	5
Nancagua 66/13.8kv 10mva	10	66,0	13,8	10,8	67,2	0,11	47,10	
Nirivilo 66/23kv 5mva t1	5	66,0	24,0	9,4	43,9	0,09	82,11	
Nirivilo 66/23kv 5mva t2	5	66,0	24,0	9,0	30,4	0,09	78,08	
Panguilemo 66/15-13.8kv 9mva	9	66,0	15,0	9,7	43,9	0,10	46,92	
Paniahue 66/13.8kv 20mva	20	66,0	13,8	10,5	52,1	0,11	22,87	
Panimávida 66/13.2kv 5mva 1	5	66,0	13,2	6,8	21,9	0,07	59,24	0,45
Panimávida 66/13.2kv 5mva 2	5	66,0	13,8	6,0	20,4	0,06	52,27	1,05
Parral 66/25 kv 30 mva 3	30	69,0	15,0	15,5	73,8	0,15	24,52	5
Parronal 66/13.8kv 5mva	5	66,0	13,8	10,4	38,0	0,10	90,28	5
Parronal 66/66kv 15mva 1	15	66,0	66,0	10,0	50,4	0,10	29,04	
Pelequen 66/15kv 4mva	4	66,0	15,0	2,7	20,2	0,03	29,19	
Piduco 66/15kv 18.7mva t1	18,7	66,0	15,0	12,8	62,6	0,13	29,84	
Piduco 66/15kv 30mva t2	30	69,0	15,3	18,3	73,8	0,18	28,99	
Placilla 66/13.8kv 5mva	5	69,0	13,2	8,2	23,0	0,08	78,44	
Portezuelo 66/23-13.8kv 10mva	10,35	69,0	13,8	8,9	40,2	0,09	40,77	
Quinta 66/13.8kv 5.2mva 1	5,2	66,0	13,8	9,1	19,5	0,09	76,23	
Quinta 66/13.8kv 5.2mva 2	5,2	66,0	13,8	9,2	19,8	0,09	77,32	
Quinta de Tilcoco 66/15kv 18.7mva	18,7	66,0	14,8	12,0	40,7	0,12	27,97	
Quinta de Tilcoco 66/15kv 5.25mva 1	5	66,0	15,0	7,3	20,2	0,07	63,60	
Quirihue 23/13.8kv 5mva	6,25	23,0	13,8	7,8	25,3	0,08	6,56	
Quirihue 66-33/23kv 10mva	10	33,0	23,0	10,3	41,6	0,10	11,16	
R 66/13.8 22.5 mva 2	27	66,0	13,8	10,9	70,4	0,11	17,57	
R 66/13.8kv 27mva 1	27	66,0	13,8	8,9	69,6	0,09	14,34	
R2 66/13.8kv 13.3mva 4	13,3	67,0	13,8	9,9	0,0	0,10	33,38	
R2 67/13.8kv 2.5mva 1	2,5	67,0	13,8	7,9	0,0	0,08	141,67	
Ranguili 66/13.8kv 5,2 mva t1	5,2	66,0	13,8	8,4	28,8	0,08	70,02	

Ranguili 66/23-13.2kv 5mva t2	5	66,0	13,8	8,5	23,0	0,09	74,05	
Rauquén 66/15kv 25mva	25	69,0	15,0	17,2	72,1	0,17	32,69	1,25
Rauquén 66/15kv 30mva	30	66,0	15,3	16,1	75,8	0,16	23,40	2,5
Rengo 69/15.3kv 30mva	30	69,0	15,3	17,5	72,4	0,18	27,77	2,5
Retiro 66/13.2kv 2.8mva	2,8	66,0	13,8	8,8	3,3	0,09	136,34	
Retiro 66/13.8kv 2.5mva	2,5	66,0	13,8	6,3	18,0	0,06	109,07	2,5
Rosario 66/15kv 30mva	30	69,0	15,3	18,1	75,6	0,18	28,67	
San Carlos 69/13.8kv 18.7mva	18,7	69,0	13,8	14,4	54,7	0,14	36,66	
San clemente 66/13.8kv 10mva	10	66,0	13,8	10,8	43,2	0,11	47,21	2,5
San Fernando 66/15kv 18.7mva	18,7	66,0	15,0	12,5	39,5	0,12	29,10	
San francisco mostazal 66/15.3kv 30mva 2	30	69,0	15,3	16,0	64,6	0,16	25,39	2,5
San francisco mostazal 66/15kv 15mva 1	15	66,0	15,0	12,1	62,7	0,12	35,07	1,25
San Gregorio 66/13.2kv 2.6mva	2,6	66,0	13,2	10,5	0,0	0,11	175,92	0,6
San Gregorio 66/13.2kv 20mva	20	66,0	13,2	11,6	10,9	0,12	25,18	
San Javier 66/23kv 15mva	15	66,0	23,0	10,6	72,6	0,11	30,72	
San miguel 66/15kv 16.6mva t1	16,6	66,0	15,0	1,9	62,6	0,02	4,97	
San Rafael 66/13.8kv 16mva	16	66,0	13,8	10,0	46,4	0,10	27,23	
San Vicente 66/15kv 30mva	30	66,0	15,0	17,8	76,4	0,18	25,85	2,5
San Vicente t.t. 66/15kv 25mva 2	25	66,0	14,8	15,6	59,0	0,16	27,18	2,5
Santa Elisa 33/23kv 6-8 mva	8	33,0	23,0	2,1	11,0	0,02	2,85	5
Santa Elvira 66/15kv 25mva 1	25	66,0	15,0	14,6	65,9	0,15	25,38	2,5
Santa Elvira 66/15kv 25mva 2	25	69,0	15,0	17,1	65,9	0,17	32,47	2,5
Santa rosa 66/23kv 20mva	20	66,0	23,0	10,3	60,5	0,10	22,32	
Talca 66/13.8 10mva t3	10	66,0	13,8	12,2	49,0	0,12	53,20	
Talca 66/15kv 30mva 1	30	69,0	15,3	17,8	74,0	0,18	28,22	
Talca 66/15kv 30mva t2	30	69,0	15,3	16,4	71,9	0,16	26,03	5
Talca 66/15kv 30mva t4	30	69,0	15,3	16,3	73,8	0,16	25,82	2,5
Teno 154/14.4kv 33.3mva t2	30	154,0	14,4	15,0	74,2	0,15	118,46	
Teno 154/14.4kv 33.3mva t1	30	154,0	14,4	15,0	74,0	0,15	118,46	
Teno 69/24.4-14.4kv 10mva t2	10	66,0	14,4	11,3	67,2	0,11	49,01	10
Tuniche 66/15kv 30 mva	30	69,0	15,3	16,3	58,0	0,16	25,82	2,5
Villa alegre 66/14.8kv 10mva	10	66,0	14,8	9,3	35,5	0,09	40,67	
Villa Prat 66/13.8kv 5.2mva	5	66,0	13,8	8,2	38,0	0,08	71,33	
Villa Prat 66/13.8kv 5.6mva	5,6	66,0	13,8	9,7	44,7	0,1	75,1	
Yerbas buenas 154/13.2kv 25mva	25,0	154,0	13,2	4,0	0,0	0,0	37,9	
Los maquis 66/13.8kv 10mva	10,0	66,0	13,8	9,3	35,5	0,1	40,7	
Curicó 66/13.2kv 30mva	30,0	66,0	13,2	17,8	76,4	0,2	25,8	
Punta de cortés 66/15kv 30mva	30,0	66,0	15,0	17,8	76,4	0,2	25,8	

Malloa 66/15kv 5mva	5,0	66,0	15,0	8,0	27,4	0,1	69,7
La esperanza 69/13.8kv 15mva	15,0	69,0	13,8	8,7	72,6	0,1	27,6
Alcones 66/23kv 15mva	15,0	66,0	23,0	10,6	72,6	0,1	30,7
Nancagua 66/13.2kv 15mva	15,0	66,0	13,2	8,7	72,6	0,1	25,3
Paniahue 66/13.2kv 30mva	30,0	66,0	13,2	17,8	72,6	0,2	25,8
Alameda 66/15kv 40mva	40,0					0,0	0,0
Graneros 66/15kv 30mva	30,0	66,0	15,0	6,1	74,2	0,1	8,8
Constitución 66/23kv 30mva	30,0	66,0	23,0	15,5	73,2	0,2	22,5
San Carlos 66/13.8kv 30mva	30,0	66,0	13,8	17,8	72,6	0,2	25,8
Nuevo pueblo seco 154/23kv 20mva	20,0	154,0	23,0	10,0	63,6	0,1	118,6

10.3 Anexo C: Detalle del Consumo Interno Reactivo para cada Transformador y Nivel de Carga.

Tabla 30: Listado de equipos actuales, con inclusión de proyectos futuros y ampliaciones, con su consumo interno reactivo para cada nivel de carga.

Niveles de carga MVA	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0		
	Consumo propio MVar																																
Alameda 66/15kv 25mva 1						4,6	4,2	3,9	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9	1,6	1,4	1,2	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Alameda 66/15kv 25mva 2						4,6	4,2	3,9	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9	1,6	1,4	1,2	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Alcones 66/13.8kv 10mva																					0,9	0,8	0,6	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0		
Alhué 69/25kv 20mva											2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0			
Buín(transnet) 66/15kv 30mva 1	5,4	5,0	4,7	4,4	4,1	3,7	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Buín(transnet) 66/15kv 30mva 2	5,4	5,0	4,7	4,4	4,1	3,7	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Cachapoal 66/15kv 25mva 1						4,6	4,2	3,9	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9	1,6	1,4	1,2	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Cachapoal 66/15kv 25mva 2						2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0		
Cauquenes 23/13.2kv 4mva t2																												0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	
Cauquenes 66/13.8 20mva											2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Chacahuín 66/15kv 13.3mva t1																	1,2	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Chacahuín 66/15kv 30mva t2	5,5	5,1	4,8	4,5	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Chillan 66/13.8kv 10.2mva t1																				1,5	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0		
Chillan 66/15kv 30mva t2	4,9	4,6	4,3	4,0	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0		
Chillan 69/15.3 kv 18/24/30 mva t4	4,8	4,5	4,2	3,9	3,6	3,4	3,1	2,8	2,6	2,4	2,1	1,9	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0		
Chimbarongo 66/15kv 9.4mva t1																						1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	
Chimbarongo 66/15kv 9.4mva t2																						1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	
Chocalán 66/13.8kv 10mva																						0,9	0,7	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Chumaquito 66/14.8kv 18.7mva 1												2,3	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Cocharcas 66/13.2 kv 5mva																											0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	
Cocharcas 66/13.8kv 10-12 mva																				0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Cocharcas 66/15kv 4.2mva t1																											0,7	0,4	0,3	0,1	0,0	0,0	
Colchagua 66/14.8kv 10.5mva 1																					1,2	1,0	0,8	0,6	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	
Colchagua 66/15kv 18.7mva 2												2,3	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Constitución 66/23 10mva t2																						1,2	1,0	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	
Constitución 66/23 20mva											2,0	1,8	1,6	1,5	1,3	1,1	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0		
Curicó 66/13.2kv 25mva 4						3,9	3,6	3,3	3,0	2,8	2,5	2,3	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Curicó 66/13.2kv 4mva 3a																										0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	
Curicó 66/13.2kv 5mva 3b																										0,7	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
Curicó 66/15kv 25mva t1						4,4	4,0	3,7	3,4	3,1	2,8	2,5	2,3	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,8	0,7	0,6	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Curicó 66/15kv 30mva t2	5,3	5,0	4,7	4,3	4,0	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
El maitén 69/13.8kv 10mva																						0,9	0,8	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
El manzano 66/15kv 4mva																											0,4	0,2	0,1	0,0	0,0		
El manzano 66/15kv 6.67mva																									0,7	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	
El monte 69/13.8kv 10mva																						0,9	0,7	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
El paico 66/13.8kv 20mva											2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
El peumo 66/25kv 30mva	4,7	4,3	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0		
Fátima 69/15.3kv 30mva	5,4	5,0	4,7	4,4	4,0	3,7	3,4	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Fátima 69/15.3kv 30mva	5,4	5,0	4,7	4,4	4,0	3,7	3,4	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Graneros 69/25-15.3kv 18/24/30mva	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		

Teno 154/14.4kv 33.3mva t1	4,5	4,2	3,9	3,6	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
Teno 69/24.4-14.4kv 10mva t2																					1,1	0,9	0,7	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	
Tuniche 66/15kv 30 mva	4,9	4,6	4,3	4,0	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
Villa alegre 66/14.8kv 10mva																					0,9	0,8	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Villa Prat 66/13.8kv 5.2mva																					1,6	1,3	1,0	0,8	0,6	0,4	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	
Villa Prat 66/13.8kv 5.6mva																								0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0		
Yerbas buenas 154/13.2kv 25mva						1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Los maquis 66/13.8kv 10mva																					0,9	0,8	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Curicó 66/13.2kv 30mva	5,3	5,0	4,7	4,3	4,0	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Punta de cortés 66/15kv 30mva	5,3	5,0	4,7	4,3	4,0	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Malloa 66/15kv 5mva																											0,4	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
La esperanza 69/13.8kv 15mva															1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Alcones 66/23kv 15mva															1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Nancagua 66/13.2kv 15mva															1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
Paniahue 66/13.2kv 30mva	5,3	5,0	4,7	4,3	4,0	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Alameda 66/15kv 40mva																																
Graneros 66/15kv 30mva	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0		
Constitución 66/23kv 30mva	4,7	4,3	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0		
San Carlos 66/13.8kv 30mva	5,3	5,0	4,7	4,3	4,0	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	

10.4 Anexo D: Resultados de la Validación con Simulación DigSilent

Tabla 31: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de líneas en presencia de BBCC propuestos, escenario verano.

Línea	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Alto Jahuel - Buin 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	4%	5%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	4%	5%
Ancoa - Itahue 220 kV L1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Ancoa - Itahue 220 kV L1_a	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ancoa - Itahue 220 kV L2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	1%
Ancoa - Santa Isabel 220 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%
Arranque Graneros	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	3%	4%
Bajo Melipilla - Chocalán 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Bajo Melipilla - El Maitén 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Buin (CGE) - Estructura101 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	3%
Cachapoal-Machalí 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cauquenes - La Vega 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chacahuín - Panimávida 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Charrúa - Tap Chillán 154 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Charrúa - Tap Chillan 154 kV 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Charrúa - Tap Chillan 154 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chimbarongo - Quinta 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chocalán - Mandinga 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chumaquito - Rosario 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	8%	8%	8%	9%	10%
Cocharcas - Hualte 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cocharcas - Tap San Carlos 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Dole - Rancagua 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
El Maitén - El Paico 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
El Paico - El Monte 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
El Peumo - Santa Rosa 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Est. 36 A - Hospital 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Estructura N°8 - San Fernando 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%
Estructura N°8 - San Fernando 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Estructura101 - Paine 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fátima - Est. 36A 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%
Graneros - Indura 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualañe - Licantén 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%

Hualañe - Ranguli 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
HUALTE - QUIRIHUE 33KV C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Indura - Dole 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Isla de Maipo - El Monte 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Rafael - Itahue 66 kV_a	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	2%
Tap Villa Prat - Itahue 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	2%	2%
Itahue - Maule 154 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Itahue - Molina 66 kV L1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	1%	1%
Itahue - Molina 66 kV L2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	1%	1%
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Itahue - Tap Teno 154 kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Talca - Tap San Javier 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
La Ronda - San Vicente 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Las Arañas - El Peumo 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Las Cabras - El Manzano 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lihueimo - Marchigüe 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Linares - Chacahuin 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	8%	10%	11%	11%	12%	12%
Linares - Tap Longaví 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lirios - Chumaquito 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	6%	6%	7%	7%	8%	8%
Lo Miranda - Loreto 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%
San Rafael - Itahue 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	2%
Malloa - Pelequen 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Malloa - Q.Tilcoco	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Malloa - Sn Vte. T.T.	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Mandinga - Las Arañas 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Marchigüe - Alcones 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Maule - San Miguel 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Maule - Talca 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Linares - Maule 154 kV	0%	0%	0%	0%	0%	5%	4%	5%	5%	6%	6%
Molina - Curicó 66 kV L1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Pedro - Curicó 66 kV L2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Monterrico - Chillán 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Monterrico - Cocharcas 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Monterrico - Tap El Nevado 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nancahua - Paniahue 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva Línea Fátima - Isla de Maipo 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
Alim. Malloa	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Paine - I. Maipo 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Paine - Hospital 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	4%	4%	6%
Talca - Tap Villa Prat 66 kV_a	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Panguilemo - San Rafael 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Paniahue - Lihueimo 66 KV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Panimávida - Ancoa 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parral - Cauquenes 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parral - Linares 154 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parral - Tap Chillan 154 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parral - San Gregorio 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parronales - Hualañe 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
Pelequen - Tap Paloma 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Placilla - Nancagua 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Portezuelo - Tap Los Maitenes 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Portezuelo - Marchigüe 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Punta de Cortés - Cachapoal 66kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Punta de Cortés - Cachapoal 66kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Punta de Cortés - Lo Miranda 66kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
Punta de Cortés - Lo Miranda 66kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Punta de Cortés - Tuniche 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%
Quelentaro - Las Arañas 110 KV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quelentaro - Portezuelo 110 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rancagua - Alameda 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
Rancagua - Cachapoal 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rancagua - Tap El Teniente 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	6%	6%	7%	8%	9%
Rapel - Tap Nihue 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rauquén - Curicó 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%
Rengo - Pelequen 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Retiro - Parral 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rosario - Rengo 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Fernando - Chimbarongo 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Fernando - Colchagua 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%
San Fernando - La Ronda 66 kV	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Fernando - Placilla 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Francisco - Graneros 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	4%	5%
San Javier - Constitución 66 kV(1)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
San Javier - Constitución 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%
San Miguel - Talca 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
San Vicente Tagua Tagua-Las Cabras 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Santa Elvira - Tap El Nevado 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Santa Isabel - Maule 220 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Santa Rosa - Alhué	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Talca - La Palma 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Talca - Tap Villa Prat 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Talca - Panguilemo 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Talca - Piduco 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
San Ignacio - San Clemente 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Tap El Teniente - Tap Lirios 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	6%	6%	7%	7%	8%	8%
Tap Fátima - Fátima 154 kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	2%	2%
Tap Fátima - Fátima 154 kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%
Villaseca - Paine 154 kV C1_a	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Villaseca - Paine 154 kV C2_a	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%
Tap Hospital - Hospital 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hospital - S. Francisco de Mostazal 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	4%	4%	6%	6%
Tap La Paloma - La Ronda 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Linares Norte - Linares 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	4%	4%
Tap Longaví - Retiro 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Monterrico - Tap Chillan 154 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Nihue - La Manga 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Nihue - Las Arañas 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Ñiquen - Parral 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Paine - Paine 154 kV	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	3%	3%
Tap Paine-Tuniche 154 kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Paine-Tuniche 154 kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
Tap Paloma - San Fernando 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Quinta - Teno 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Tap San Carlos - Tap Ñiquen 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap San Javier - Villa Alegre 66kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Teno - Tinguiririca 154kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Teno - Tinguiririca 154kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	2%	2%	2%
Tap Tilcoco - Tap P. Cortes 154kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Tap Tilcoco - Tap P. Cortes 154kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Tap Villa Prat - Villa Prat 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	2%	2%	3%	3%
Teno - Rauquén 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	2%
Teno Empalme - Teno 154 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Tinguiririca - Estructura N°8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tinguiririca - Tap Malloa 154 kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tuniche - Rancagua 154 kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%
Tuniche - Rancagua 154 kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Villa Alegre - Tap Linares Norte 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Villa Prat - Parronales 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%
Villaseca - Paine 154 kV C1	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	4%	5%
Villaseca - Paine 154 kV C2	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	4%	5%
Linares - Maule 154 kV (1)	0%	0%	0%	0%	0%	5%	5%	5%	5%	6%
Charrúa - Lagunillas 220 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualqui - Lagunillas 220 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualqui - Chiguayante C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualqui - Chiguayante C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualqui - Dichato C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualqui - Dichato C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Dichato - Tome C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Dichato - Tome C1(1)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Dichato - Nueva Cauquenes C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Dichato - Nueva Cauquenes C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva Cauquenes - Cauquenes C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva Cauquenes - Nueva Nirivilo C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva Cauquenes - Nueva Nirivilo C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva Nirivilo - Mataquito C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva Nirivilo - Mataquito C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Itahue - Mataquito	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva Cauquenes Parral 66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 32: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de transformadores de dos devanados en presencia de BBCC propuestos, escenario verano.

Trafos 2D	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Alameda 66/15kv 25mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Alameda 66/15kv 25mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Alcones 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Alhué 69/25kv 20mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Buin 66/15 kv 1 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Buin 66/15 kv 2 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%
Cachapoal 66/15 kv 25 MVA 1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%
Cachapoal 66/15 kv 25 MVA 2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%
Cauquenes 66/23-15kv 12mva t3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Celco 66/6kv_25MVA	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	4%	4%	4%
Chacahuin 66/15kv 13.3mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chacahuin 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	4%	5%	6%	6%	7%
Chillan 66/13.8kv 10.2mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chillan 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chimbarongo 66/15kv 9.4mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Chimbarongo 66/15kv 9.4mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Chocalán 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Chumaquito 66/14.8kv 18.7mva	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	3%	4%
Cocharcas 66/13.2 kv 5mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cocharcas 66/13.8kv 10-12 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cocharcas 66/15kv 4.2mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Colchagua 66/14.8kv 10.5mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Colchagua 66/15kv 18.7mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Constitucion_66/24_10MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Constitucion_66/24_20MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Curicó 66/13.2kv 25mva 4	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Curicó 66/13.2kv 5.2mva 3a	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Curicó 66/13.2kv 6.25 mva 3b	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Curicó 66/15kv 25mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Curicó 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
El maitén 69/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
El manzano 66/15kv 4mva	0%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%
El manzano 66/15kv 6.67mva	0%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%
El monte 69/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
El Paico 66/13.2 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
El peumo 66/25kv 30mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fátima 66/15 kv 1 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	3%
Fátima 66/15 kv 2 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	5%
Graneros 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%
Hospital 66/24-15kv 18.7mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	3%	3%
Hualane 66/23-13.8kv 5 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Hualte 66/13.8kv 2 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualte 66/24-13.8kv 2 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Hualte 66/33-23kv 10 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Isla de Maipo T1 66/12 kv 25 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	
Isla de Maipo T2 66/12.5 kv 11.2 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Isla de Maipo T3 66/23 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	
Itahue 66/13.8kv 6.25 mva 3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
La esperanza 69/13.8kv 12mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
La manga 66/13.8kv 20mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
La palma 66/16-13.8kv 6.25mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	
La palma 66/24-15kv 10mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	
La ronda 66/23-15kv 13.3mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
La vega 66/23kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Las arañas 66/13.2 kv 5 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Las arañas 66/23kv 12mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
LAS CABRAS 66/15kv 9MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Las cabras 66/24-15kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Licantén 66/23kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	
Lihueimo 66/13.8kv 12.5mva t3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Linaresnorte 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
Linares Norte 8/10 MVA - 66/13.2 kv	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	3%	
Lo Miranda 66/15 kv 18.7 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
Lo Miranda 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	
Longaví 66/13.2 kv 12.5 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Loreto 66/15 kv 10.5	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	
Machalí 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-1%	-1%	0%	
Malloa 66/15kv 5.2mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Mandinga 66/13.8kv 8mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Marchigüe 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
MARCHIGUE 66/23kv 10MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Maule 66/13.2kv 4.85mva 3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Melipilla 110/13.8kv 25mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Melipilla 110/66kv-50MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
Melipilla 115/25-13.4kv 30mva	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	
Molina 66/15kv 20mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
Molina 66/15kv 30mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
N tr Curicó 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
N TR los Maquis	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
N TR Nancagua 66/13.2 kv 15 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
N TR Punta Cortes 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	

Alameda 66/15KV 40MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Chillan 69/15.3 kv 18/24/30 mva t4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Constitucion_66/23_30MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Graneros 66/15 kv 30 MVA 2	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%
N. Tr la esperanza66/23 kv 15 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
La esperanza 69/13.8kv 15mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nuevo TR MALLOA 66/15KV 5.2MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Paniahue 66/13.8kv 30 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
N. Tr san Carlos 66/13.8 kv 30 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Talca 66/15kv 30mva t4	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Nancagua 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nirivilo 66/23kv 5MVA T1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nirivilo 66/23kv 5MVA T2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Panguilemo 66/15-13.8kv 9MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Paniahue 66/13.8kv 20mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Panimávida 66/13.2kv 5mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Panimávida 66/13.2kv 5mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Parral 69/15 kv 30 mva 3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parronal 66/13.8kv 5mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Pelequen 66/15kv 4mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Piduco 66/15kv 18.7mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Piduco 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	4%	4%	5%
Placilla 66/13.8kv 5mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%
PORTEZUELO 66/23-13.8kv 10MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quinta 66/13.8kv 5.2mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Quinta 66/13.8kv 5.2mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Quinta de Tilcoco 66/15-13.8kv 5.2mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quinta de Tilcoco 66/15kv 5.25mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quirihue 66-33/23kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ranguili 66/13.8kv 5.2 mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
Ranguili 66/23-13.2kv 5mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
Rauquén 66/15kv 25mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Rauquén 66/15kv 30mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Recinto 33/23kv 4 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rengo 69/15.3kv 30mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Retiro 66/13.2kv 2.8mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Retiro 66/13.8kv 2.5mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rosario 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	10%	10%	11%	12%	13%

San Carlos 69/13.8kv 18.7mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San clemente 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	3%	
San Fernando 66/15kv 18.7mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San francisco mostazal 66/15.3kv 30mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	
San francisco mostazal 66/15kv 15mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	3%	
San Gregorio 5 MVA - 66/13.8 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Gregorio 66/13.2kv 5mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Javier 66/23kv 5mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San miguel 66/15kv 16.6mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
San Rafael 66/13.8kv 16mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	
San Vicente 66/15kv 18.7mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Vicente t.t. 66/15kv 25mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Santa Elvira 66/15kv 25mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Santa Elvira 66/15kv 25mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Santa rosa 66/23kv 20mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Talca 66/13.8 10mva t3	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Talca 66/15kv 30mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Talca 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Teno 154/13.2 kv_33 MVA_1	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Teno 154/13.2 kv_33 MVA_2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	2%	
Tuniche 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Villa alegre 66/13.2kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	
Villa Prat 66/13.8kv 5.2mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	
Villa Prat 66/13.8kv 5.6MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Yerbas buenas 154/13.2kv 25mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	1%	1%	

Tabla 33: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de transformadores de tres devanados en presencia de BBCC propuestos, escenario verano.

Trafos 3D	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Alto Jahuel 220/154kV-300MVA	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	4%	4%	5%
Charrúa 220/154kV-390MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chillan 154/66kV_75MVA_3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fátima 154/69/14.8	0%	0%	0%	0%	0%	7%	7%	8%	10%	12%
Itahue 154/66 kV TR5N 100 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Itahue 154/66 kV-56MVA T2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Itahue 154/66 kV-56MVA T5	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Itahue 154/66 kV-75MVA T1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Itahue 300 MVA 220/154/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%

Las Arañas T1 110/66kV-50MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Las Arañas T2 110/66kV-50MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Linares 154/69kV_75MVA_1	0%	0%	0%	0%	0%	5%	5%	5%	5%	6%	
Malloa 154/69 kV 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-2%	
Malloa 154/69 kV 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Maule 154/66kV-60MVA 1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
Maule 154/66kV-25MVA 2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
Monterrico 154/66 kV - 60/75 MVA (T1)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
N TR PCortes 154/69kV 75MVA_3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	
Paine 154/66 kV 1	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	3%	4%	
Paine 154/66 kV 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	
Parral 154/66kV-15 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Parral 154/66kV-56MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
PCortes 154/69kV_56MVA_1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	2%	
PCortes 154/69kV_60MVA_2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
Portezuelo T1 110/66kV-50MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Machalí	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Rancagua 154/66 kV (fundición talleres)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Rancagua 154/69kV-45/56MVA T1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
Rancagua 154/69kV-60/75MVA T4	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	4%	5%	6%	
San Fernando 154/69 kV 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
San Fernando 154/69 kV 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	
San Fernando 154/69/13.2 kV 3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
3-Winding Transformer	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
Teno 154/66/13.2kV_25MVA_1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	
Teno 154/66/13.2kV_25MVA_2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
Tinguiririca 300 MVA 220/154/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%	
Hualqui 220/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Dichato 220/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Cauquenes 220/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Nirivilo 220/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Mataquito 220/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Malloa 154/69 kV 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	

Tabla 34: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de líneas en presencia de BBCC propuestos, escenario invierno.

Línea	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Alto Jahuel - Buin 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%
Ancoa - Itahue 220 kv L1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ancoa - Itahue 220 kv L1_a	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ancoa - Itahue 220 kv L2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ancoa - Santa Isabel 220 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Arranque graneros	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Bajo Melipilla - Chocalán 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Bajo Melipilla - El Maitén 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Buin (CGE) - Estructura101 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Cachapoal-Machalí 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	2%	3%
Cauquenes - La Vega 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chacahuin - Panimávida 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Charrúa - Tap Chillán 154 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Charrúa - Tap Chillan 154 kv 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Charrúa - Tap Chillan 154 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chimbarongo - Quinta 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chocalán - Mandinga 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chumaquito - Rosario 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	4%	4%	4%
Cocharcas - Hualte 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cocharcas - Tap San Carlos 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Dole - Rancagua 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
El Maitén - El Paico 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
El Paico - El Monte 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
El Peumo - Santa Rosa 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Est. 36 A - Hospital 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Estructura n°8 - san Fernando 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Estructura n°8 - san Fernando 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Estructura101 - Paine 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fátima - Est. 36A 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Graneros - Indura 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-2%
Hualañe - Licantén 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualañe - Ranguli 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualte - Quirihue 33kv c1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Indura - Dole 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
Isla de Maipo - El Monte 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Rafael - Itahue 66 kv_a	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Tap Villa Prat - Itahue 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Itahue - Maule 154 kv	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%
Itahue - Molina 66 kv L1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Itahue - Molina 66 kv L2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Itahue - Tap Teno 154 kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Itahue - Tap Teno 154 kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Talca - Tap San Javier 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%
La Ronda - San Vicente 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Las Arañas - El Peumo 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Las Cabras - El Manzano 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lihueimo - Marchigüe 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Linares - Chacahuin 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	3%	3%
Linares - Tap Longaví 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lirios - Chumaquito 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	4%
Lo Miranda - Loreto 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Rafael - Itahue 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Malloa - Pelequen 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%
Malloa - q. Tilcoco	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Malloa - sn vte. T.t.	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Mandinga - Las Arañas 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Marchigüe - Alcones 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Maule - San Miguel 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Maule - Talca 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Linares - Maule 154 kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%
Molina - Curicó 66 kv L1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Pedro - Curicó 66 kv L2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Monterrico - Chillán 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Monterrico - Cocharcas 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Monterrico - Tap El Nevado 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nancahua - Paniahue 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva Línea Fátima - Isla de Maipo 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%
Alim. Malloa	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Paine - I. Maipo 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Paine - Hospital 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	0%	0%
Talca - Tap Villa Prat 66 kv_a	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%

Panguilemo - San Rafael 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Paniahue - Lihueimo 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%
Panimávida - Ancoa 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parral - Cauquenes 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parral - Linares 154 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parral - Tap Chillan 154 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parral - San Gregorio 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parronales - Hualañe 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Pelequen - Tap Paloma 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Placilla - Nancagua 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Portezuelo - Tap Los Maitenes 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Portezuelo - Marchigüe 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Punta de Cortés - Cachapoal 66kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%
Punta de Cortés - Cachapoal 66kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%
Punta de Cortés - Lo Miranda 66kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Punta de Cortés - Lo Miranda 66kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%
Punta de Cortés - Tuniche 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quelentaro - las arañas 110 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quelentaro - Portezuelo 110 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rancagua - Alameda 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	5%	6%	7%
Rancagua - Cachapoal 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	3%	4%
Rancagua - Tap El Teniente 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	4%	4%
Rapel - Tap Nihue 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rauquén - Curicó 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Rengo - Pelequen 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Retiro - Parral 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rosario - Rengo 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Fernando - Chimbarongo 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Fernando - Colchagua 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Fernando - La Ronda 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
San Fernando - Placilla 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Francisco - Graneros 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Javier - Constitución 66 kv (1)	0%	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%
San Javier - Constitución 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%
San Miguel - Talca 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
San Vicente Tagua Tagua-Las Cabras 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Santa Elvira - Tap El Nevado 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Santa Isabel - Maule 220 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Santa rosa - Alhué	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Talca - La Palma 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%
Talca - Tap Villa Prat 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Talca - Panguilemo 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Talca - Piduco 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	3%
San Ignacio - San Clemente 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap El Teniente - Tap Lirios 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	4%
Tap Fátima - Fátima 154 kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Fátima - Fátima 154 kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Villaseca - Paine 154 kv C1_a	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
Villaseca - Paine 154 kv C2_a	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
Tap Hospital - Hospital 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hospital - S. Francisco de Mostazal 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	0%	0%
Tap La Paloma - La Ronda 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Linares Norte - Linares 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Tap Longaví - Retiro 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Monterrico - Tap Chillan 154 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Nihue - La Manga 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Nihue - Las Arañas 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Ñiquen - Parral 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Paine - Paine 154 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Paine-Tuniche 154 kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Tap Paine-Tuniche 154 kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
Tap Paloma - San Fernando 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Quinta - Teno 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap San Carlos - Tap Ñiquén 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap San Javier - Villa Alegre 66kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Teno - Tinguiririca 154kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Teno - Tinguiririca 154kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tap Tilcoco - Tap P. Cortes 154kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Tap Tilcoco - Tap P. Cortes 154kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Tap Villa Prat - Villa Prat 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Teno - Rauquén 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Teno Empalme - Teno 154 kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Tinguiririca - estructura n°8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%
Tinguiririca - Tap Malloa 154 kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Tinguiririca - Tap Malloa 154kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tuniche - Punta de Cortes 154 kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tuniche - Rancagua 154 kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
Tuniche - Rancagua 154 kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
Villa Alegre - Tap Linares Norte 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Villa Prat - Parronales 66 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Villaseca - Paine 154 kv C1	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%
Villaseca - Paine 154 kv C2	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%
Linares - Maule 154 kv (1)	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
Charrúa - Lagunillas 220 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualqui - Lagunillas 220 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualqui - Chiguayante c1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualqui - Chiguayante c2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualqui - Dichato c2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualqui - Dichato c1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Dichato - tome c1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Dichato - tome c1(1)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Dichato - nueva cauquenes c2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Dichato - nueva cauquenes c1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva cauquenes - cauquenes c1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva cauquenes - nueva Nirivilo c2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva cauquenes - nueva Nirivilo c1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva Nirivilo - Mataquito c2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nueva Nirivilo - Mataquito c1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Itahue - Mataquito	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 35: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de transformadores de dos devanados en presencia de BBCC propuestos, escenario invierno.

Trafos 2D	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Alameda 66/15kv 25mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	5%
Alameda 66/15kv 25mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%
Alcones 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Alhué 69/25kv 20mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Buin 66/15 kv 1 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Buin 66/15 kv 2 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%
Cachapoal 66/15 kv 25 MVA 1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	2%	2%
Cachapoal 66/15 kv 25 MVA 2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Cauquenes 66/23-15kv 12mva t3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Celco 66/6kv_25MVA	0%	0%	0%	0%	0%	-4%	-4%	-3%	-3%	-2%

Chacahuin 66/15kv 13.3mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chacahuin 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	3%	3%	
Chillan 66/13.8kv 10.2mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chillan 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chimbarongo 66/15kv 9.4mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chimbarongo 66/15kv 9.4mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Chocalán 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chumaquito 66/14.8kv 18.7mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	2%	2%	2%
Cocharcas 66/13.2 kv 5mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cocharcas 66/13.8kv 10-12 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cocharcas 66/15kv 4.2mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Colchagua 66/14.8kv 10.5mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%
Colchagua 66/15kv 18.7mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Constitucion_66/24_10MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Constitucion_66/24_20MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Curicó 66/13.2kv 25mva 4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Curicó 66/13.2kv 5.2mva 3a	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Curicó 66/13.2kv 6.25 mva 3b	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Curicó 66/15kv 25mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Curicó 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
El maitén 69/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
El manzano 66/15kv 4mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
El manzano 66/15kv 6.67mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
El monte 69/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
El Paico 66/13.2 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
El peumo 66/25kv 30mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fátima 66/15 kv 1 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	3%	3%	4%
Fátima 66/15 kv 2 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Graneros 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	2%	2%
Hospital 66/24-15kv 18.7mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Hualane 66/23-13.8kv 5 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualte 66/13.8kv 2 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualte 66/24-13.8kv 2 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hualte 66/33-23kv 10 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Isla de Maipo T1 66/12 kv 25 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%
Isla de Maipo T2 66/12.5 kv 11.2 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Isla de Maipo T3 66/23 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%
Itahue 66/13.8kv 6.25 mva 3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

La esperanza 69/13.8kv 12mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
La manga 66/13.8kv 20mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
La palma 66/16-13.8kv 6.25mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
La palma 66/24-15kv 10mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
La ronda 66/23-15kv 13.3mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
La vega 66/23kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Las arañas 66/13.2 kv 5 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Las arañas 66/23kv 12mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LAS CABRAS 66/15kv 9MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Las cabras 66/24-15kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Licantén 66/23kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lihueimo 66/13.8kv 12.5mva t3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Linaresnorte 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Linares Norte 8/10 MVA - 66/13.2 kv	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Lo Miranda 66/15 kv 18.7 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Lo Miranda 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Longaví 66/13.2 kv 12.5 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Loreto 66/15 kv 10.5	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Machalí 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	5%	6%	7%	
Malloa 66/15kv 5.2mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Mandinga 66/13.8kv 8mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Marchigüe 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MARCHIGUE 66/23kv 10MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Maule 66/13.2kv 4.85mva 3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Melipilla 110/13.8kv 25mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Melipilla 110/66kv-50MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Melipilla 115/25-13.4kv 30mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	2%
Molina 66/15kv 20mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Molina 66/15kv 30mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
N tr Curicó 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
N TR los Maquis	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
N TR Nancagua 66/13.2 kv 15 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
N TR Punta Cortes 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
ALAMEDA 66/15KV 40MVA (simuladocon30mva)	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	5%	
Chillan 69/15.3 kv 18/24/30 mva t4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Constitucion_66/23_30MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Graneros 66/15 kv 30 MVA 2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	2%	

N. Tr la esperanza66/23 kv 15 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
La esperanza 69/13.8kv 15mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nuevo TR MALLOA 66/15KV 5.2MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Paniahue 66/13.8kv 30 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
N. Tr san Carlos 66/13.8 kv 30 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Talca 66/15kv 30mva t4	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Nancagua 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nirivilo 66/23kv 5MVA T1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nirivilo 66/23kv 5MVA T2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Panguilemo 66/15-13.8kv 9MVA	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Paniahue 66/13.8kv 20mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Panimávida 66/13.2kv 5mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Panimávida 66/13.2kv 5mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parral 69/15 kv 30 mva 3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Parronal 66/13.8kv 5mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Pelequen 66/15kv 4mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Piduco 66/15kv 18.7mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Piduco 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	5%	5%	5%	5%
Placilla 66/13.8kv 5mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
PORTEZUELO 66/23-13.8kv 10MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quinta 66/13.8kv 5.2mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quinta 66/13.8kv 5.2mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quinta de Tilcoco 66/15-13.8kv 5.2mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quinta de Tilcoco 66/15kv 5.25mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quirihue 66-33/23kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ranguili 66/13.8kv 5.2 mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ranguili 66/23-13.2kv 5mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rauquén 66/15kv 25mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rauquén 66/15kv 30mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Recinto 33/23kv 4 mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rengo 69/15.3kv 30mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Retiro 66/13.2kv 2.8mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Retiro 66/13.8kv 2.5mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rosario 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	5%	5%	6%	6%	7%	7%
San Carlos 69/13.8kv 18.7mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San clemente 66/13.8kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
San Fernando 66/15kv 18.7mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
San francisco mostazal 66/15.3kv 30mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

San francisco mostazal 66/15kv 15mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%
San Gregorio 5 MVA - 66/13.8 kv	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Gregorio 66/13.2kv 5mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Javier 66/23kv 5mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San miguel 66/15kv 16.6mva t1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
San Rafael 66/13.8kv 16mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
San Vicente 66/15kv 18.7mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
San Vicente t.t. 66/15kv 25mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Santa Elvira 66/15kv 25mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Santa Elvira 66/15kv 25mva 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Santa rosa 66/23kv 20mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Talca 66/13.8 10mva t3	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Talca 66/15kv 30mva 1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Talca 66/15kv 30mva t2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Teno 154/13.2 kv_33 MVA_1	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	3%	3%
Teno 154/13.2 kv_33 MVA_2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tuniche 66/15 kv 30 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Villa alegre 66/13.2kv 10mva	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Villa Prat 66/13.8kv 5.2mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
VILLA PRAT 66/13.8kv 5.6MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Yerbas buenas 154/13.2kv 25mva	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 36: Porcentajes de disminución de la cargabilidad de transformadores de tres devanados en presencia de BBCC propuestos, escenario invierno.

Trafos 3D	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Alto Jahuel 220/154kV-300MVA	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	3%
Charrúa 220/154kV-390MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chillan 154/66kV_75MVA_3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fátima 154/69/14.8	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	4%
Itahue 154/66 kV TR5N 100 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Itahue 154/66 kV-56MVA T2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Itahue 154/66 kV-56MVA T5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Itahue 154/66 kV-75MVA T1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Itahue 300 MVA 220/154/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Las Arañas T1 110/66kV-50MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Las Arañas T2 110/66kV-50MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Linares 154/69kV_75MVA_1	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%
Malloa 154/69 kV 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Malloa 154/69 kV 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Maule 154/66kV-60MVA 1	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	0%	1%	
Maule 154/66kV-25MVA 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	
Monterrico 154/66 kV - 60/75 MVA (T1)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
N TR PCortes 154/69kV 75MVA_3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	
Paine 154/66 kV 1	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	0%	0%	
Paine 154/66 kV 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Parral 154/66kV-15 MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Parral 154/66kV-56MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
PCortes 154/69kV_56MVA_1	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
PCortes 154/69kV_60MVA_2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
Portezuelo T1 110/66kV-50MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	
Portezuelo T2 110/66kV-18MVA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Rancagua 154/66 kV (fundición talleres)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	
Rancagua 154/69kV-45/56MVA T1	0%	0%	0%	0%	0%	7%	8%	9%	10%	12%	
Rancagua 154/69kV-60/75MVA T4	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	
San Fernando 154/69 kV 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
San Fernando 154/69 kV 2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	
San Fernando 154/69/13.2 kV 3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	
3-Winding Transformer	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Teno 154/66/13.2kV_25MVA_1	0%	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%	-3%	
Teno 154/66/13.2kV_25MVA_2	0%	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	
Tinguiririca 300 MVA 220/154/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	
Hualqui 220/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Dichato 220/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Cauquenes 220/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Nirivilo 220/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Mataquito 220/66 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Malloa 154/69 kV 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	

Tabla 37: Mejoras en la cargabilidad de las líneas para contingencias, escenario verano.

	Sin Contingencia			Alto Jahuel - Punta de Cortes 154 kV C1			Alto Jahuel - Punta de Cortes 154 kV C2			Charrúa - Tap Chillan 154 kV		
	2022	2023	2026	2022	2023	2026	2022	2023	2026	2022	2023	2026
Inyección	1,6%	1,8%	7,6%	0,0%	0,0%	0,0%	1,8%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C1	3,2%	3,5%	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,2%	6,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C2	3,2%	3,5%	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Charrúa - Tap Chillan 154 kV	0,2%	0,2%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Charrúa - Tap Chillan 154 kV 2	0,2%	0,2%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Itahue - Maule 154 kV	1,1%	0,7%	-0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,4%	0,4%	1,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Itahue - Tap Teno 154 kV C2	0,4%	0,4%	1,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Linares - Maule 154 kV	4,4%	4,5%	6,8%	0,0%	0,0%	0,0%	4,5%	4,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Linares - Maule 154 kV (1)	4,6%	4,7%	6,9%	0,0%	0,0%	0,0%	4,6%	4,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Parral - Linares 154 kV	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Parral - Tap Chillan 154 kV	0,3%	0,3%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Fatima - Fatima 154 kV C1	1,4%	1,5%	4,8%	0,0%	0,0%	0,0%	3,8%	4,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Fátima - Fátima 154 kV C2	2,2%	2,4%	8,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Malloa - Tap Tilcoco 154kV C1	0,5%	0,6%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Malloa - Tap Tilcoco 154kV C2	0,5%	0,6%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Monterrico - Tap Chillan 154 kV	0,2%	0,2%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Paine-Tuniche 154 kV C1	0,1%	0,3%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,4%	-0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Paine-Tuniche 154 kV C2	0,6%	0,8%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Teno - Tinguiririca 154kV C1	-0,3%	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,2%	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Teno - Tinguiririca 154kV C2	-0,3%	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,2%	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Tilcoco - Tap P. Cortes 154kV C1	0,5%	0,6%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Tilcoco - Tap P. Cortes 154kV C2	0,5%	0,6%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tinguiririca - Tap Malloa 154 kV C1	0,8%	0,9%	2,9%	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2	0,8%	0,9%	2,9%	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C2	-0,1%	0,0%	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Villaseca - Paine 154 kV C1	3,3%	3,5%	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,3%	6,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Villaseca - Paine 154 kV C1_a	1,9%	2,1%	5,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,5%	2,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Villaseca - Paine 154 kV C2	3,3%	3,5%	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Villaseca - Paine 154 kV C2_a	0,3%	0,7%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

	Charrúa - Tap Chillan 154 kV 2			Itahue - Maule 154 kV			Itahue - Tap Teno 154 kV C1			Itahue - Tap Teno 154 kV C2		
	2022	2023	2026	2022	2023	2026	2022	2023	2026	2022	2023	2026
Inyección	0,0%	0,0%	0,0%	1,5%	1,8%	6,6%	1,6%	1,9%	-1037,8%	1,6%	1,9%	-1037,8%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	3,1%	3,4%	8,5%	3,2%	3,5%	-86,7%	3,2%	3,5%	-86,7%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C2	0,0%	0,0%	0,0%	3,1%	3,4%	8,5%	3,2%	3,5%	-86,4%	3,2%	3,5%	-86,4%
Charrúa - Tap Chillan 154 kV	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,5%	0,2%	0,2%	-34,7%	0,2%	0,2%	-34,7%
Charrúa - Tap Chillan 154 kV 2	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,5%	0,2%	0,2%	-35,4%	0,2%	0,2%	-35,4%
Itahue - Maule 154 kV	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%	0,7%	-33,9%	1,1%	0,7%	-33,9%
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,5%	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,8%	-98,1%
Itahue - Tap Teno 154 kV C2	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,5%	1,1%	0,7%	0,8%	-98,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Linares - Maule 154 kV	0,0%	0,0%	0,0%	4,7%	4,8%	7,0%	4,4%	4,5%	-102,3%	4,4%	4,5%	-102,3%
Linares - Maule 154 kV (1)	0,0%	0,0%	0,0%	4,8%	5,0%	7,1%	4,5%	4,7%	-86,6%	4,5%	4,7%	-86,6%
Parral - Linares 154 kV	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	-3,0%	0,0%	0,0%	-3,0%
Parral - Tap Chillan 154 kV	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,3%	0,8%	0,3%	0,3%	-67,4%	0,3%	0,3%	-67,4%
Tap Fatima - Fatima 154 kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	1,4%	1,5%	3,9%	1,4%	1,5%	-25,2%	1,4%	1,5%	-25,2%
Tap Fátima - Fátima 154 kV C2	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	2,4%	7,3%	2,2%	2,5%	-75,5%	2,2%	2,5%	-75,5%
Tap Malloa - Tap Tilcoco 154kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,6%	1,5%	0,5%	0,5%	-44,3%	0,5%	0,5%	-44,3%
Tap Malloa - Tap Tilcoco 154kV C2	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,6%	1,5%	0,5%	0,5%	-44,3%	0,5%	0,5%	-44,3%
Tap Monterrico - Tap Chillan 154 kV	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,5%	0,2%	0,2%	-35,5%	0,2%	0,2%	-35,5%
Tap Paine-Tuniche 154 kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	0,5%	0,7%	-7,9%	0,5%	0,7%	-7,9%
Tap Paine-Tuniche 154 kV C2	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,6%	1,0%	1,1%	1,2%	-12,2%	1,1%	1,2%	-12,2%
Tap Teno - Tinguiririca 154kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	-0,3%	-0,3%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,7%	-0,5%	-16,4%
Tap Teno - Tinguiririca 154kV C2	0,0%	0,0%	0,0%	-0,3%	-0,3%	-0,1%	-0,7%	-0,5%	-16,4%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Tilcoco - Tap P.Cortes 154kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,6%	1,5%	0,5%	0,6%	-44,4%	0,5%	0,6%	-44,4%
Tap Tilcoco - Tap P.Cortes 154kV C2	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,6%	1,5%	0,5%	0,5%	-44,4%	0,5%	0,5%	-44,4%
Tinguiririca - Tap Malloa 154 kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,9%	2,5%	0,8%	0,9%	-67,5%	0,8%	0,9%	-67,5%
Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,9%	2,5%	0,8%	0,9%	-67,5%	0,8%	0,9%	-67,5%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	-28,0%	0,0%	0,0%	-28,0%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C2	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%	-0,1%	-0,1%	0,0%	-25,2%	-0,1%	0,0%	-25,2%
Villaseca - Paine 154 kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	3,1%	3,4%	8,5%	3,3%	3,5%	-86,9%	3,3%	3,5%	-86,9%
Villaseca - Paine 154 kV C1_a	0,0%	0,0%	0,0%	1,8%	2,0%	5,0%	1,9%	2,1%	-62,1%	1,9%	2,1%	-62,1%
Villaseca - Paine 154 kV C2	0,0%	0,0%	0,0%	3,1%	3,4%	8,5%	3,2%	3,5%	-86,5%	3,2%	3,5%	-86,5%
Villaseca - Paine 154 kV C2_a	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	1,1%	1,1%	1,2%	-11,3%	1,1%	1,2%	-11,3%

	Linares - Maule 154 kV (1)			Parral - Linares 154 kV			Parral - Tap Chillan 154 kV		
	2022	2023	2026	2022	2023	2026	2022	2023	2026
Inyección	1,2%	1,4%	4,8%	1,6%	1,8%	7,8%	1,6%	0,0%	0,0%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C1	3,0%	3,3%	7,3%	3,2%	3,5%	10,2%	3,3%	0,0%	0,0%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C2	3,0%	3,3%	7,3%	3,2%	3,5%	10,2%	3,2%	0,0%	0,0%
Charrúa - Tap Chillan 154 kV	0,2%	0,2%	0,4%	0,2%	0,2%	0,6%	0,1%	0,0%	0,0%
Charrúa - Tap Chillan 154 kV 2	0,2%	0,2%	0,4%	0,2%	0,2%	0,6%	0,1%	0,0%	0,0%
Itahue - Maule 154 kV	-1,1%	-1,1%	-1,7%	1,1%	0,7%	-0,7%	1,1%	0,0%	0,0%
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,6%	0,6%	1,2%	0,4%	0,4%	1,3%	0,4%	0,0%	0,0%
Itahue - Tap Teno 154 kV C2	0,6%	0,6%	1,2%	0,4%	0,4%	1,3%	0,4%	0,0%	0,0%
Linares - Maule 154 kV	0,0%	0,0%	0,0%	4,9%	4,9%	7,1%	4,5%	0,0%	0,0%
Linares - Maule 154 kV (1)	0,0%	0,0%	0,0%	5,1%	5,1%	7,3%	4,6%	0,0%	0,0%
Parral - Linares 154 kV	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Parral - Tap Chillan 154 kV	0,2%	0,2%	0,5%	0,3%	0,3%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Fatima - Fatima 154 kV C1	1,4%	1,5%	3,5%	1,4%	1,5%	4,9%	1,4%	0,0%	0,0%
Tap Fátima - Fátima 154 kV C2	2,1%	2,3%	6,3%	2,2%	2,4%	9,0%	2,2%	0,0%	0,0%
Tap Malloa - Tap Tilcoco 154kV C1	0,6%	0,6%	1,4%	0,5%	0,6%	1,7%	0,5%	0,0%	0,0%
Tap Malloa - Tap Tilcoco 154kV C2	0,6%	0,6%	1,4%	0,5%	0,6%	1,7%	0,5%	0,0%	0,0%
Tap Monterrico - Tap Chillan 154 kV	0,2%	0,2%	0,4%	0,2%	0,2%	0,6%	0,1%	0,0%	0,0%
Tap Paine-Tuniche 154 kV C1	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,3%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%
Tap Paine-Tuniche 154 kV C2	0,4%	0,5%	0,7%	0,6%	0,8%	0,8%	0,6%	0,0%	0,0%
Tap Teno - Tinguiririca 154kV C1	0,0%	0,1%	0,3%	-0,3%	-0,2%	0,0%	-0,3%	0,0%	0,0%
Tap Teno - Tinguiririca 154kV C2	0,0%	0,1%	0,3%	-0,3%	-0,2%	0,0%	-0,3%	0,0%	0,0%
Tap Tilcoco - Tap P.Cortes 154kV C1	0,6%	0,7%	1,4%	0,5%	0,6%	1,7%	0,5%	0,0%	0,0%
Tap Tilcoco - Tap P.Cortes 154kV C2	0,6%	0,7%	1,4%	0,5%	0,6%	1,7%	0,5%	0,0%	0,0%
Tinguiririca - Tap Malloa 154 kV C1	0,9%	0,9%	2,3%	0,8%	0,9%	3,0%	0,8%	0,0%	0,0%
Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2	0,9%	0,9%	2,3%	0,8%	0,9%	3,0%	0,8%	0,0%	0,0%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	0,1%	0,1%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C2	0,1%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,0%	-0,2%	-0,1%	0,0%	0,0%
Villaseca - Paine 154 kV C1	3,0%	3,3%	7,3%	3,3%	3,5%	10,3%	3,3%	0,0%	0,0%
Villaseca - Paine 154 kV C1_a	1,7%	1,9%	4,1%	1,9%	2,1%	5,8%	1,9%	0,0%	0,0%
Villaseca - Paine 154 kV C2	3,0%	3,3%	7,3%	3,3%	3,5%	10,2%	3,3%	0,0%	0,0%
Villaseca - Paine 154 kV C2_a	0,2%	0,4%	0,7%	0,3%	0,7%	0,9%	0,4%	0,0%	0,0%

	Tinguiririca - Tap Malloa 154 kV C1			Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2		
	2022	2023	2026	2022	2023	2026
Inyección	1,7%	2,0%	-1041,3%	1,7%	2,0%	-1041,2%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C1	3,4%	3,8%	-98,8%	3,4%	3,8%	-98,7%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C2	3,4%	3,8%	-98,5%	3,4%	3,8%	-98,4%
Charrúa - Tap Chillan 154 kV	0,2%	0,2%	-35,0%	0,2%	0,2%	-35,0%
Charrúa - Tap Chillan 154 kV 2	0,2%	0,2%	-35,7%	0,2%	0,2%	-35,7%
Itahue - Maule 154 kV	1,2%	0,8%	-31,6%	1,2%	0,8%	-31,6%
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,3%	0,4%	-56,0%	0,3%	0,4%	-56,0%
Itahue - Tap Teno 154 kV C2	0,3%	0,4%	-56,0%	0,3%	0,4%	-56,0%
Linares - Maule 154 kV	4,4%	4,5%	-102,9%	4,4%	4,5%	-102,9%
Linares - Maule 154 kV (1)	4,5%	4,7%	-87,2%	4,5%	4,7%	-87,2%
Parral - Linares 154 kV	0,0%	0,0%	-3,0%	0,0%	0,0%	-3,0%
Parral - Tap Chillan 154 kV	0,3%	0,3%	-68,1%	0,3%	0,3%	-68,1%
Tap Fatima - Fatima 154 kV C1	1,4%	1,6%	-26,6%	1,4%	1,6%	-26,6%
Tap Fátima - Fátima 154 kV C2	2,3%	2,6%	-79,1%	2,3%	2,6%	-79,1%
Tap Malloa - Tap Tilcoco 154kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,9%	-76,0%
Tap Malloa - Tap Tilcoco 154kV C2	0,8%	0,9%	-76,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tap Monterrico - Tap Chillan 154 kV	0,2%	0,2%	-35,8%	0,2%	0,2%	-35,8%
Tap Paine-Tuniche 154 kV C1	1,4%	1,3%	-15,3%	1,4%	1,3%	-15,3%
Tap Paine-Tuniche 154 kV C2	1,4%	1,4%	-20,3%	1,4%	1,4%	-20,3%
Tap Teno - Tinguiririca 154kV C1	-0,4%	-0,3%	-15,8%	-0,4%	-0,3%	-15,8%
Tap Teno - Tinguiririca 154kV C2	-0,4%	-0,3%	-15,8%	-0,4%	-0,3%	-15,8%
Tap Tilcoco - Tap P. Cortes 154kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%	1,0%	-76,1%
Tap Tilcoco - Tap P. Cortes 154kV C2	0,9%	1,0%	-76,2%	0,0%	0,0%	0,0%
Tinguiririca - Tap Malloa 154 kV C1	0,0%	0,0%	0,0%	1,4%	1,6%	-120,5%
Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2	1,4%	1,6%	-120,6%	0,0%	0,0%	0,0%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	0,2%	0,3%	-18,6%	0,2%	0,3%	-18,6%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C2	0,4%	0,5%	-18,5%	0,4%	0,5%	-18,4%
Villaseca - Paine 154 kV C1	3,5%	3,8%	-99,0%	3,5%	3,8%	-98,9%
Villaseca - Paine 154 kV C1_a	2,1%	2,4%	-73,1%	2,1%	2,4%	-73,0%
Villaseca - Paine 154 kV C2	3,5%	3,8%	-98,6%	3,5%	3,8%	-98,5%
Villaseca - Paine 154 kV C2_a	1,3%	1,3%	-19,6%	1,3%	1,3%	-19,6%