
Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva

Minuta Análisis Adicional

DEE

Junio 2024

Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de potencia reactiva
Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	04-06-2024	Minuta Preliminar	Gonzalo Sánchez M.	Eugenio Quintana Víctor Velar
2	28-06-2024	Minuta Final	Gonzalo Sánchez M.	Eugenio Quintana Víctor Velar

CONTENIDO

1	RESUMEN RESULTADOS	5
2	OBJETIVOS	7
3	ANTECEDENTES.....	8
3.1	Norma Técnica Seguridad y Calidad de Servicio	8
3.1.1	Artículo 1-7.....	8
3.1.2	Artículo 3-9.....	8
3.1.3	Artículo 5-19.....	9
3.1.4	Artículo 5-23.....	10
3.1.5	Artículo 5-21.....	11
3.1.6	Artículo 7-10.....	11
3.2	Norma Técnica Servicios Complementarios	12
3.2.1	Artículo 3-31. Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva. 12	
3.2.2	Artículo 3-34. Recursos para la prestación del Control de Tensión.	13
3.2.3	Artículo 3-35. Criterios para el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.	13
3.3	Estudio de Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión.....	14
3.4	Estudio de Tensiones de servicio	15
3.5	Registros de la operación en tiempo real	15
4	METODOLOGÍA.....	17
4.1	Elección del Escenario de estudio.....	17
4.2	Determinación de las barras de control	17
4.3	Asignación de los parques ERV a las barras de control	18
4.4	Normalización de los elementos de transmisión utilizados para el control de tensión..	22
4.5	Utilización de los parques ERV para la mejora en los niveles de tensión.....	22
5	RESULTADOS.....	23
5.1	Perfiles de tensión áreas de Norte Grande y Norte Chico caso base y caso normalizando los elementos de transmisión utilizados excepcionalmente para el control de tensión.....	23
5.2	Perfiles de tensión área Sur caso base y caso normalizando los elementos de transmisión utilizados excepcionalmente para el control de tensión	24

5.3	Perfiles de tensión del caso utilizando los parques ERV para la mejora en los niveles de tensión 24	
5.4	Comparación de los perfiles de tensión de los cuatro casos analizados y total de potencia reactiva requerida por área de control de tensión	26
6	CONCLUSIONES.....	28

1 RESUMEN RESULTADOS

En conformidad con lo establecido en el Título 3-6 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, el Coordinador ha realizado el Estudio de Control de Tensión. De los antecedentes presentados en dicho informe, el control de tensión en las áreas del Norte Grande, Norte Chico y Sur presenta dificultades en la gestión de recursos disponibles, las cuales se resuelven utilizando maniobras como tales como la apertura de líneas o el puenteo de compensación en serie. Si bien estas medidas de última instancia resultan necesarias con el fin de mantener las tensiones dentro de los rangos normales de operación establecidos en la NTSyCS.

La situación recién descrita ha gatillado la necesidad de un análisis adicional que evalúe el impacto de disponer de todos los parques ERV basados en inversores inyectando o absorbiendo todo el rango de reactivos según su Diagrama PQ establecido en la NTSyCS, y así evitar las maniobras mencionadas con anterioridad, debido a que estas corresponden a medidas operacionales de última instancia según la NTSyCS y la NTSSCC.

En primera instancia, se establece una metodología que permita evaluar el impacto de un control centralizado en barras de interés en las áreas mencionadas. Para ello se define un caso base que represente un escenario operacional que corresponda a las horas de mayores dificultades de gestión de recursos de control de tensión. Posteriormente, por medio de la evaluación de los parques de las áreas de interés, se define la sensibilidad y la efectividad en las distintas barras de su ACT, de manera de agrupar y asignar a los controles centralizados para su posterior implementación.

El análisis comienza con la verificación del perfil de tensión del caso base y luego de casos posterior a la normalización de los elementos de transmisión, en el cual se constata la dificultad y el aumento significativo de las tensiones en las barras de las áreas de interés. Posteriormente, se presentan dos propuestas de control centralizado, la primera de ellas es para devolver ciertas barras a su tensión del caso base, el cual constata el efecto positivo de la implementación de la medida, estableciendo rangos en el resto de las barras con un margen significativamente mayor incluso que el caso base original. Ante el resultado positivo, se implementan controles centralizados adicionales con consignas que establezcan las tensiones de las barras de interés en el límite superior del rango normal de operación, logrando nuevamente una mejora significativa en el resto de las barras de las áreas estudiadas.

A continuación, se muestra la evolución de las tensiones en las barras de interés analizada, destacando las barras donde se realizó el control centralizado y la consigna establecida según se describe anteriormente, mostrando una evolución positiva de las tensiones, aumentando sus márgenes de seguridad incluso dentro de rangos de operación normal según su tensión nominal.

Barras	Operación Normal (c/ med. ope.) Tensión (p.u)	Operación Normal (s/med. ope.) Tensión (p.u)	CC E/S (Tensiones caso base) Tensión (p.u)	CC E/S (Tensiones rango normal) Tensión (p.u)
KIMAL 500 kV	1.040	1.054	1.040	1.030
LOS CHANGOS 500 kV	1.031	1.044	1.029	1.024
PARINAS 500 kV	1.025	1.035	1.018	1.016
CUMBRE 500 kV	1.031	1.049	1.031	1.030
NUEVA CARDONES 500 kV	1.030	1.036	1.021	1.021
NUEVA MAITENCILLO 500 kV	1.034	1.039	1.031	1.030
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV	1.034	1.038	1.034	1.033
POLPAICO 500 kV	1.016	1.016	1.014	1.012
MULCHEN 220 kV	1.068	1.068	1.067	1.050
RIO MALLECO 220 kV	1.072	1.073	1.071	1.052
CAUTIN 220 kV	1.069	1.070	1.068	1.050
CIRUELOS 220 kV	1.069	1.073	1.068	1.053
NUEVA PICHIRROPULLI 220 kV	1.066	1.071	1.065	1.050
TINEO 220 kV	1.062	1.071	1.062	1.050
PUERTO MONTT 220 kV	1.054	1.061	1.054	1.046

A continuación, se muestra los recursos requeridos por área, según corresponda además a la barra donde se hace el control y la disposición referida a la misma barra según la metodología establecida, es decir en el recurso disponible solo se contabilizan esos parques.

	CC E/S (Tensiones caso base)			CC E/S (Tensiones rango normal)		
	Q (MVar)	Q (MVar) disponible	Q (%)	Q (MVar)	Q (MVar) disponible	Q (%)
Norte Grande	-82	-1911	4.3%	-283	-1911	14.81%
Norte Chico	-400	-700	57.1%	-391	-992	39.41%
Sur	-38.9	-95	39%	-210	-529	39.69%

De la evaluación descrita, es posible afirmar que al tener disponibles todos los parques ERV con el Diagrama PQ requerido se logra evitar las medidas operacionales excepcionales, llegando a niveles de tensión en la banda de estado normal para las tensiones de servicio e incluso para tensiones nominales.

2 Objetivos

El objetivo de este análisis es evaluar un escenario de alta complejidad de gestión de recursos para el control de tensión, para los cuales se suele utilizar la apertura de líneas y el punteo de los capacitores series de los principales corredores del sistema para mantener los niveles de tensión en rangos normales de operación con respecto a sus tensiones de servicio. Para evitar lo anterior, se utiliza el supuesto hipotético de que todos los parques ERV cumplen con el Diagrama PQ exigido normativamente en su punto de conexión y se utilizan en todo su rango para la absorción de reactivos para así controlar la tensión en las barras donde son más efectivos.

3 Antecedentes

3.1 Norma Técnica Seguridad y Calidad de Servicio

3.1.1 Artículo 1-7.

En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el diagrama en el que se representa en un plano P - Q la zona de operación admisible de la unidad para el rango permitido de tensiones en bornes, y considerando las restricciones de potencia motriz.

En el caso de parques eólicos o fotovoltaicos, es el diagrama en el que se representa en un plano P - Q la zona de operación admisible del parque en su conjunto, incluida la compensación reactiva disponible, medido en el Punto de Conexión al ST para tensión nominal y en condiciones permanentes.

3.1.2 Artículo 3-9.

El diseño de las instalaciones de los parques eólicos o fotovoltaicos deberá asegurar que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al ST, para tensiones en el rango de Estado Normal, en las zonas definidas a continuación:

I. Parques eólicos

Zona de operación entregando reactivos:

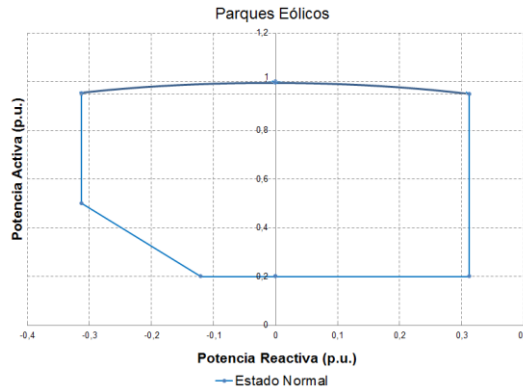
- a) Potencia activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula.
- b) Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- c) Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- d) Potencia activa igual al 20% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.

Zona de operación absorbiendo reactivos:

- a) Potencia activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula.
- b) Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- c) Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- d) Potencia activa igual al 50% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.

e) Potencia activa igual al 20% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al 12% de la potencia nominal del parque.

Lo anterior puede representarse a través de la siguiente gráfica:

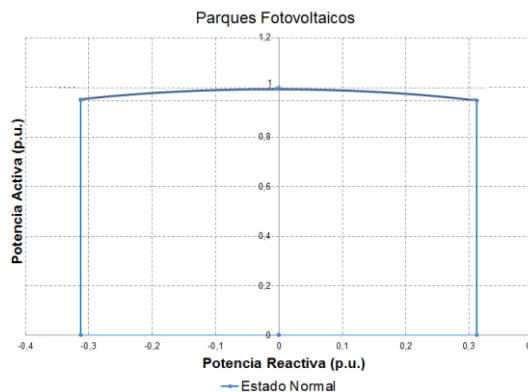


II. Parques fotovoltaicos

Zona de operación entregando y absorbiendo reactivos:

- a) Potencia activa y potencia reactiva nula.
- b) Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- c) Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- d) Potencia activa nula y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.

Lo anterior puede representarse a través de la siguiente gráfica:



3.1.3 Artículo 5-19.

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y síncronos, para

lo cual el Coordinador y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

En casos debidamente justificados, en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, el Coordinador podrá definir Tensiones de Servicio para las distintas barras del SI, respetando la banda permitida en los valores unitarios indicados respecto de dicha Tensión de Servicio, siempre que el límite superior de ésta no sobrepase las tensiones máximas de servicio de los equipos. El Coordinador deberá justificar el uso de las Tensiones de Servicio mediante un Estudio que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, la planificación de la transmisión a la que se refiere la Ley solo deberá utilizar las bandas indicadas, referidas a las tensiones nominales.

3.1.4 Artículo 5-23.

En Estado de Alerta el Coordinador y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- b) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

En casos debidamente justificados, en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, el Coordinador podrá definir Tensiones de Servicio para las distintas barras del SI, respetando la banda permitida en los valores unitarios indicados, siempre que el límite superior de ésta no sobrepase las tensiones máximas de servicio de los equipos. El Coordinador deberá justificar el uso de las Tensiones de Servicio mediante un Estudio que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, la planificación de la transmisión a la que se refiere la Ley solo deberán utilizar las bandas indicadas, referidas a las tensiones nominales.

3.1.5 Artículo 5-21.

En Estado Normal, el control de las tensiones del SI dentro de la banda de regulación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama P-Q, y con las reservas de potencia reactiva que sean necesarias para cumplir con los requerimientos del servicio que establezca el Coordinador de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

En el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, este control deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva del Punto de Conexión dentro del Diagrama P-Q definido en el Artículo 3-9 o, y con las reservas necesarias de potencia reactiva que sean necesarias para cumplir con los requerimientos del servicio que establezca el Coordinador de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

3.1.6 Artículo 7-10.

Se considerarán como recursos técnicos para la prestación del SC de Control de Tensión, al menos los que se establecen a continuación:

- a) Maniobras automáticas, manteniendo los valores de las consignas establecidas por el Coordinador, de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de potencia o de los equipos de compensación de potencia reactiva en derivación, sean éstos fijos, seccionables o estáticos de regulación continua.
- b) Maniobras manuales que los CC deberán realizar de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de potencia del ST, cumpliendo en todo momento los niveles de intercambio de potencia reactiva comprometidos y manteniendo los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador que corresponda en el lado de Alta Tensión.
- c) Operación de los elementos de compensación en derivación, que los CC deberán realizar con el objeto de cumplir en todo momento los niveles de intercambio de potencia reactiva comprometidos y mantener los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador en el lado de Alta Tensión.
- d) Cambios de consigna en Controlador de Tensión de las unidades generadoras, que los CC deberán realizar con el objeto de cumplir en todo momento con los aportes y reservas de potencia reactiva comprometidos y mantener los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador en el lado de Alta Tensión.
- e) Maniobras manuales que los CC deberán realizar de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de las unidades generadoras del SI, con el objeto de cumplir en todo momento con los aportes y reservas de potencia reactiva comprometidos, mantener los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador en el lado de Alta Tensión, y asegurar el máximo aprovechamiento posible de entrega o absorción de reactivos por parte de las unidades generadoras.

f) Partida y sincronización de las unidades generadoras que estén disponibles, seleccionando en lo posible aquellas que tengan menores tiempos de partida y mayores posibilidades de aporte de potencia reactiva.

g) Maniobra de equipos de transmisión y/o transformación, tales como, cierre/apertura de acoplamientos, cierre/apertura de configuraciones anilladas, conexión/desconexión de líneas de transmisión, entre otras, que los CC deberán realizar por expresa instrucción del Coordinador, el cual antes de proceder deberá verificar que se cumplan al menos las siguientes condiciones:

I. Que se puedan mantener los niveles de tensión establecidos por los estándares de SyCS de la presente NT.

II. La maniobra a ejecutar permite alcanzar un estado operativo que representa la menor degradación posible de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo 5, sin que ello implique un incremento en la demanda interruptible ante la eventualidad de una condición de contingencia n-1.

3.2 Norma Técnica Servicios Complementarios

3.2.1 Artículo 3-31. Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.

El Coordinador deberá realizar el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, cuya periodicidad será al menos anual y en ocasión al Informe SSCC, con el objeto de dimensionar las reservas de potencia reactiva requeridas para verificar el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la NTSyCS. A estos efectos, el Coordinador deberá:

a. Determinar las reservas de potencia reactiva necesarias para hacer frente a las contingencias más probables, así como también las contingencias más críticas del SEN.

b. Evaluar la eficacia y cantidad de recursos para el Control de Tensión.

c. Identificar barras de control entendidas como barras relevantes del SEN para efectuar control de tensión.

d. Cuantificar la sensibilidad de la tensión en las barras ante variaciones en la potencia reactiva.

e. Determinar el margen de reactivos requeridos para evitar un eventual colapso de tensión.

f. Verificar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica establecidos en la NTSyCS.

g. Identificar eventuales problemáticas asociadas al control de tensión del SEN, en el caso que se verifique un incumplimiento a lo establecido en la NTSyCS. Establecer las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la normativa,

entendiéndose por tal, el establecimiento de nuevas restricciones de transmisión, el incremento de los niveles de generación forzada y/o el racionamiento forzado en el suministro de la demanda.

3.2.2 Artículo 3-34. Recursos para la prestación del Control de Tensión.

Se considerarán como instalaciones y sus recursos técnicos asociados que pueden participar en la prestación de Control de Tensión, al menos, los siguientes:

- a. Unidades generadoras sincrónicas.
- b. Condensadores sincrónicos.
- c. Condensadores y reactores conectados en derivación, y equipos de compensación de energía reactiva.
- d. Cambiadores de taps bajo carga para transformadores.
- e. Equipamiento que optimice el control de la energía reactiva para proveer potencia reactiva.
- f. Generación eólica y solar fotovoltaica equipada para proveer tal control.
- g. Sistemas de Almacenamiento de Energía, configurados para proveer el SC de CT.

3.2.3 Artículo 3-35. Criterios para el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.

Para la determinación de los recursos requeridos y márgenes de control de potencia reactiva en la realización del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva deberán considerarse, al menos, los siguientes criterios:

- a. La determinación de los recursos de potencia reactiva requeridos por zona deberán realizarse en forma óptima, de forma tal de reducir en cuanto sea posible el tránsito de potencia reactiva por el sistema de transmisión.
- b. Para el SEN en Estado Normal, deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en la NTSyCS, con las unidades generadoras sincrónicas operando dentro de su Diagrama P-Q, y los parques eólicos y fotovoltaicos, en presencia del recurso primario de generación, operando dentro de los rangos de potencia reactiva que puedan aportar en su Punto de Conexión, con reservas de potencia reactiva que permita cumplir con los criterios definidos en los literales siguientes.
- c. Ante condiciones de Contingencia Simple deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en la NTSyCS, con las unidades generadoras operando dentro del 100% de la capacidad definida en su Diagrama P-Q y en el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, en presencia del recurso primario de generación, dentro del margen de factor de potencia 0,95 inductivo o capacitivo, en su Punto de Conexión.

d. En aquellos puntos del sistema que estén un mayor riesgo de inestabilidad de tensión, sin ante Contingencias Simples, se deberá conservar un margen suficiente de potencia reactiva adicional que permita gestionar los colapsos, haciendo un pleno de los recursos disponibles.

e. El perfil de tensiones posterior a una Contingencia Simple, deberá ser tal que cumpla los estándares establecidos y correspondientes al Estado de Alerta. Cuando los recursos establecidos en los literales a) no sean suficientes para cumplir con las exigencias de SyCS establecidos en la NTSyCS, se entenderá que nuevos recursos técnicos deberán ser asignados por el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo a lo señalado en el literal a) del Artículo 2-3 de la presente norma. En tal entendido se podrán contemplar medidas adicionales que permitan el desvío del perfil de potencia reactiva o reducir los excedentes de tensión y con ello de potencia reactiva. Lo anterior no será suficiente sin antes definir como medidas operacionales la reducción o desconexión de consumos para la prestación de servicios de control de tensión.

3.3 Estudio de Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión

En el Título 2.55 de la última versión del estudio de “Requerimientos Mejoras Instalaciones Transmisión 2023 Informe Final” ¹ se indica que en escenarios de bajas transferencias por algunos tramos de las líneas de 500 kV y/o 220 kV del sistema de transmisión nacional (STN), se han evidenciado aumentos de las tensiones en las barras del sistema de transmisión, los que han sido controlados mediante la desconexión de circuitos de líneas de transmisión y el punteo de las compensaciones serie de circuitos de líneas de transmisión. Lo anterior ha quedado consignado en los informes diarios de operación elaborados por el CDC.

De acuerdo con los datos señalados en el informe, se aprecia que, para algunas líneas de transmisión, durante el periodo de un año móvil, con el fin de regular tensión en su zona de influencia, se realizaron las aperturas de alguno de sus circuitos en más de cien veces. Además, se indica que si bien durante su aplicación se resguarda el cumplimiento del criterio N-1 en el sistema de transmisión, su uso reiterado y no como medida de última instancia podría degradar la seguridad del sistema.

¹ El cual se encuentra disponible en el siguiente enlace: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/Requerimientos-Mejoras-Instalaciones-Transmision-2023_Informe-Final.pdf

3.4 Estudio de Tensiones de servicio

En la última versión del Estudio de Tensiones de Servicio² se evidencia el aumento las tensiones de servicio del área Norte, en especial de la tensión de servicio en Kimal 500 kV pasando de 500 kV en la versión de 2021 a 519 kV en la versión del 2023.

3.5 Registros de la operación en tiempo real

Se presentan en la Figura 3-1 mediciones de la tensión en dos barras representativas de las áreas de interés a evaluar en el presente documento.

²Los cuales se encuentran disponibles en el siguiente enlace:
<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/tensiones-de-servicio/>

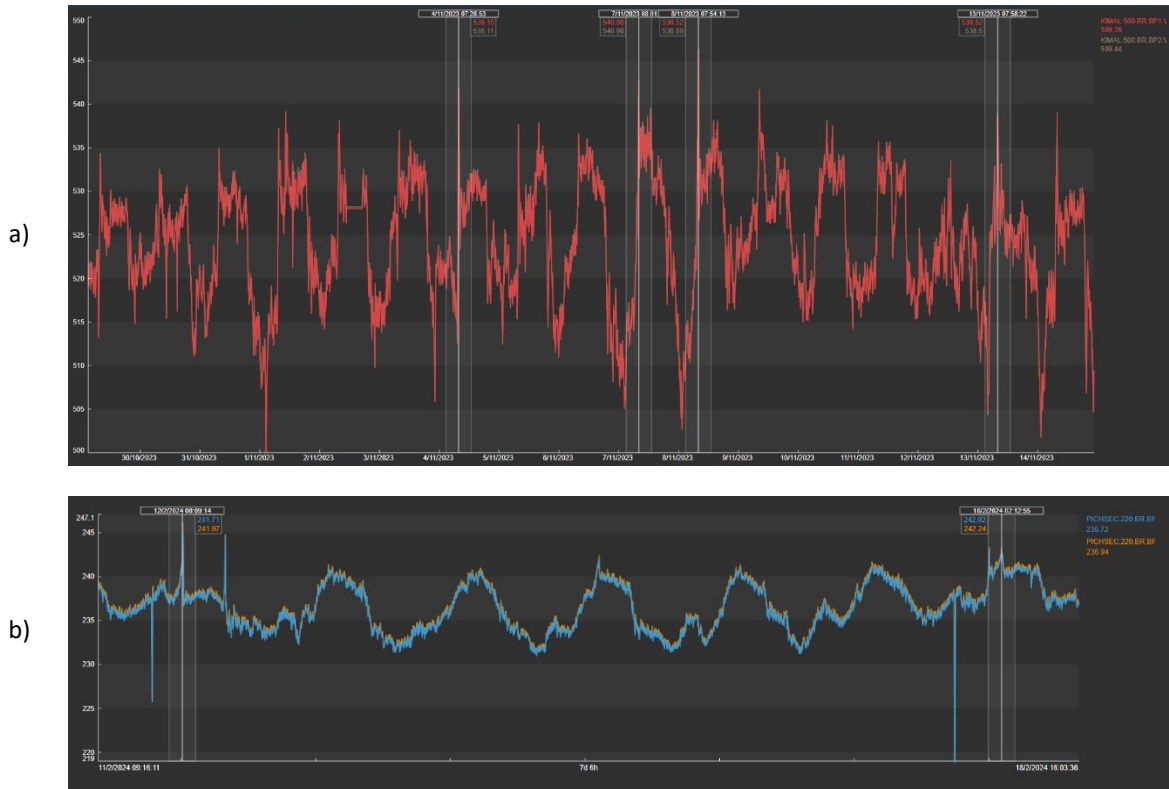


Figura 3-1: Mediciones de tensión en operación real en barras representativas las áreas de interés a analizar, a) Kimal 500kV; b) Nueva Pichirropulli 220 kV.

4 METODOLOGÍA

Para efectos de este análisis, se utilizará una metodología que permita evaluar la participación de los parques ERV en el control de tensión de las áreas del sistema donde se presentan las medidas operacionales excepcionales más recurrentes. Para ello se considera el supuesto hipotético de que todos los parques ERV cumplen con el Diagrama PQ exigido por la NTSyCS.

Dicha metodología consiste a grandes rasgos en la determinar el escenario testigo de estudio, establecer las barras donde se realizará control centralizado (CC) de tensión, asignación de los parques ERV a las barras de control establecidas según su sensibilidad y efectividad en dichas barras, evaluar los casos con y sin medidas operacionales excepcionales, esto es, operando la apertura de líneas y puenteo los capacitores series, para finalmente utilizar los parques ERV para ajustar los niveles de tensión en las barras de control a niveles de rango normal.

4.1 Elección del Escenario de estudio

De acuerdo con la información presentada en el numeral 3.5, se utilizará como caso base para el presente análisis un escenario correspondiente a las 7-8 a.m. de febrero para el 2025, de manera de considerar los despachos previstos para esa fecha y en un horario en que los parques utilizados cuentan con recurso primario.

Esto debido a que actualmente en la operación de tiempo real es la franja horaria que presenta mayores dificultades en la gestión de recursos para el control de tensión de las áreas de control de tensión del Norte Grande, Norte Chico y Sur. Los problemas detectados se caracterizan por tensiones por sobre el rango de estado normal de las tensiones de servicio en toda el área, pero particularmente en las de más alta tensión. En la Tabla 4-1 se presenta la generación en las áreas de interés y la generación de todo el sistema.

Tabla 4-1: Generación escenario caso base

	Norte Grande	Norte Chico	Sur	Total
Generación Sincrónica (MW)	1654	316	442	7143
Generación ERV (MW)	877	278	609	2092
Total (MW)	2322	594	1051	9234

4.2 Determinación de las barras de control

Las barras para candidatas inicialmente para el análisis son las principales de las áreas de control de tensión (ACT) del Norte Grande, Norte Chico y Sur.

- Norte Grande: Kimal 500 kV, Los Changos 500 kV y Parinas 500 kV.
- Norte Chico: Cumbre, Nueva Cardones, Nueva Maitencillo, Nueva Pan de Azúcar, Polpaico
- Sur: Mulchén 220 kV, Cautín 220 kV, Nueva Pichirropulli 220 kV y Tineo 220 kV.

De las barras mencionadas por zona se ha determinado la implementación de control de tensión centralizado según se menciona a continuación:

- Norte Grande: Kimal 500 kV.
- Norte Chico: Cumbre 500 kV y Nueva Maitencillo 500 kV.
- Sur: Mulchén 220 kV, Cautín 220 kV, Nueva Pichirropulli 220 kV y Tineo 220 kV.

4.3 Asignación de los parques ERV a las barras de control

Para la asignación de los parques que ayudarán a mejorar el perfil de tensiones en las barras de control definidas en el punto 4.2 se utilizarán las sensibilidades $\frac{dv_{BarraControl}}{dQ_{parqueERV}}$ de todos los parques ERV de las áreas de interés a analizar, determinado sobre que barra de control es más efectivo el MVAR, y con ello determinar su asignación en caso de implementación de un control centralizado.

Los resultados de este análisis se pueden apreciar en Figura 4-1, donde muestra la asignación de los parques de cada área según su máxima efectividad en las barras de control seleccionada en función de su potencia reactiva disponible según su Diagrama PQ de la unidad con mayor capacidad del área de interés. Notar que las asignaciones en la barra de Kimal consta de un número significado de unidades a disposición, siendo esta barra de especial interés ante la recurrente maniobra de apertura de un circuito de la línea Kimal – Los Changos 500 kV para efecto de control de tensión.

De la asignación descrita, en la Tabla 4-2 se presentan los parques y la barra donde fueron asignadas según la metodología propuesta.

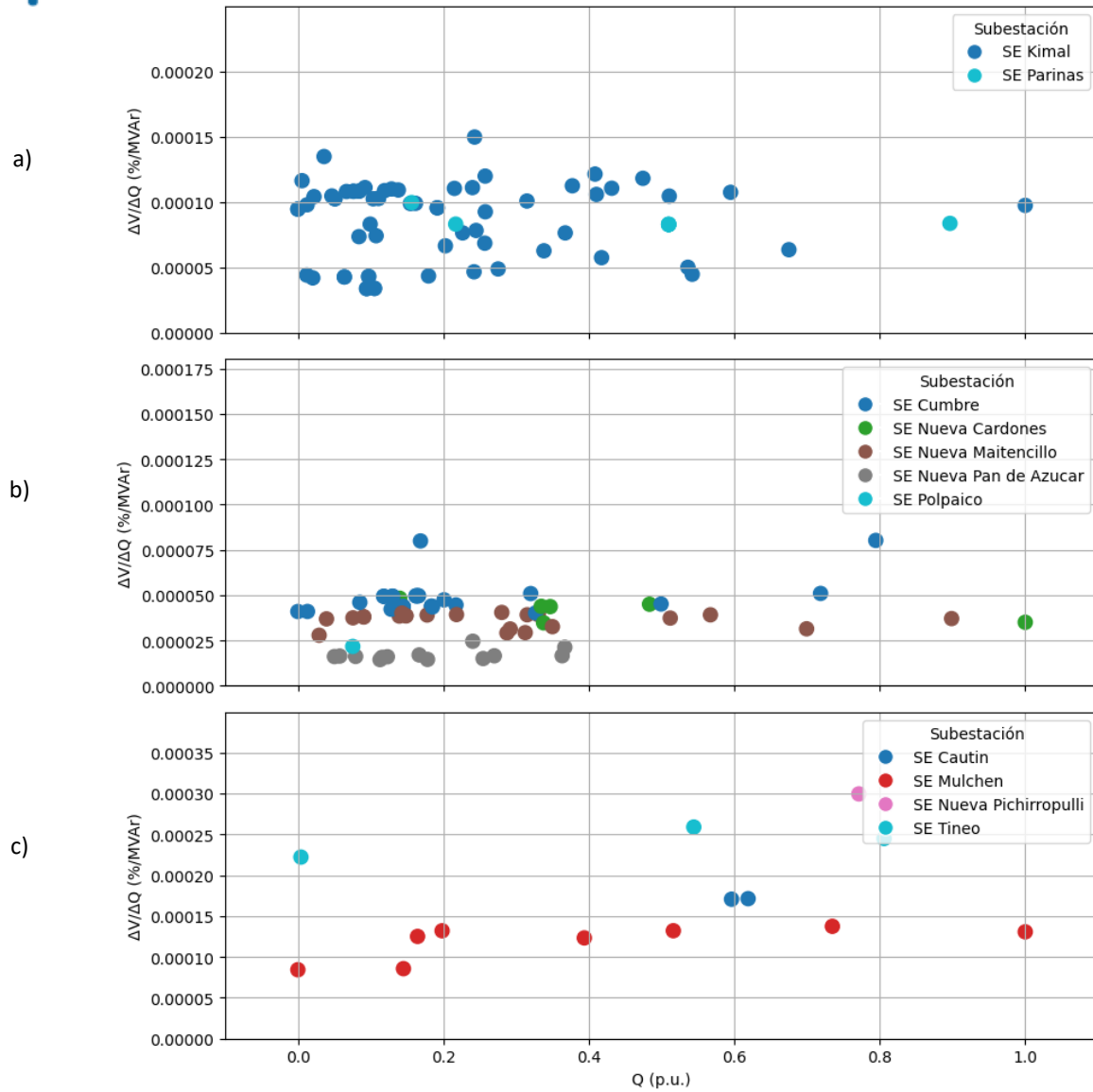


Figura 4-1: Asignación de unidades ERV según sensibilidad en barras de las ACT en evaluación, a) Norte Grande; b) Norte Chico, y c) Sur.

Tabla 4-2: Asignación de parques ERV según sensibilidad en barras de interés.

Barra	Parques			
Kimal	PFV ANDES SOLAR	PFV LA HUAYCA II (U1-U3)	PE VALLE DE LOS VIENTOS (U1-U45)_A	PFV ANDES SOLAR IIB
	PFV ANDES SOLAR IIA	PFV POZO ALMONTE SOLAR III	PE VALLE DE LOS VIENTOS (U1-U45)_B	PFV ANDES SOLAR IIB Extension
	PE Ckhúri_GEN	PFV GRANJA SOLAR	PFV ATACAMA SOLAR II	PFV LA CRUZ SOLAR
	PE Tchamma Ampliación_GEN	PFV SAN PEDRO_A	PFV CAPRICORNIO	PFV PAMPA TIGRE
	PFV Andes IV_GEN	PFV SAN PEDRO_B	PFV CERRO DOMINADOR	PFV SANTA ISABEL
	PFV Aurora Solar_GEN	PFV MARIA ELENA	PFV COYA_A	PFV SOL DE LILA_A (B1)
	PFV CEME 1_GEN	PE CERRO TIGRE	PFV COYA_B	PFV SOL DE LILA_A (B2)
	PFV Gabriela_GEN	PFV NUEVO QUILLAGUA	PFV COYA_C	PFV SOL DE LILA_B (B1)
	PFV LAS SALINAS_1	PFV SOL DEL DESIERTO	PFV COYA_D	PFV SOL DE LILA_B (B2)
	PFV LAS SALINAS_2	PFV USYA	PFV DOMEYKO_A	PFV TAMAYA SOLAR
	PFV LAS SALINAS_3	PFV HUATACONDO	PFV DOMEYKO_B	PFV VALLE DEL SOL_A
	PFV Las Salinas Etapas 4_5_6_GEN	PFV JAMA U1	PFV DOMEYKO_C	PFV VALLE DEL SOL_B
	PFV Tocopilla_GEN	PFV JAMA U2	PFV DOMEYKO_D	PFV WILLKA
	PFV ELENA 1	PFV URIBE SOLAR	PFV FINIS TERRAE FIMER_PWM 74.52 MVA	PFV FINIS TERRAE SUNGROW 13.75 MVA_1
	PFV ELENA 2	PE CALAMA	PFV FINIS TERRAE FIMER_PWM 77.28 MVA	PFV FINIS TERRAE SUNGROW 13.75 MVA_2
	PFV BOLERO	PE LLANOS DEL VIENTO (U1-U32)	PE SIERRA GORDA	PFV FINIS TERRAE SUNGROW 137.48 MVA
	PFV AZABACHE	PE TCHAMMA		
Parinas	PE Horizonte Norte_A_GEN	PE Lomas de Taltal_GEN		
	PE Horizonte Norte_B_GEN	PFV LALACKAMA (I-II)		
	PE Horizonte Sur_A_GEN	PE TALTAL (U1-U33)		
	PE Horizonte Sur_B_GEN			
Cumbre	PFV CAMPOS DE SOL 1 64.7 MVA	PFV GUANCHOI 01 A	PFV DIEGO DE ALMAGRO_A	PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR
	PFV CAMPOS DE SOL 2 64.7 MVA	PFV GUANCHOI 01 B	PFV DIEGO DE ALMAGRO_B	PFV JAVIERA
	PFV CAMPOS DE SOL 3 53.7 MVA	PFV GUANCHOI 02 A	PFV ALMEYDA	PFV LUZ DEL NORTE
	PFV CAMPOS DE SOL 4 53.7 MVA	PFV GUANCHOI 02 B	PFV MALGARIDA IYII	PFV PAMPA SOLAR NORTE
	PFV CAMPOS DE SOL 5 53.7 MVA	PFV GUANCHOI 03 A	PFV CARRERA PINTO	PFV SALVADOR
	PFV CAMPOS DE SOL 6 53.7 MVA	PFV GUANCHOI 03 B	PFV CHAÑARES	PFV SOL DE LOS ANDES_A
	PFV CAMPOS DE SOL 7 53.7 MVA	PFV GUANCHOI 04 A	PFV CONEJO SOLAR	PFV SOL DE LOS ANDES_B
	PFV CAMPOS DE SOL 8 53.7 MVA	PFV GUANCHOI 04 B		
Nueva Cardones	PFV DDA_GEN	PFV LOS LOROS		
	PFV Sol de Vallenar_GEN	PFV SAN ANDRES		
	PFV RIO ESCONDIDO	PFV VALLE ESCONDIDO		
	PFV LLANO DE LLAMPOS			
Nueva Maitencillo	PE ATACAMA_A	PE SARCO (U1-U50)	PE CABO LEONES III_A FASE II	PE PUNTA COLORADA (U1-U10)
	PE ATACAMA_B	PE CABO LEONES I TIPO 1 (2 [MW])_A	PE CABO LEONES III_B	PFV EL PELICANO
	PFV Libertad II_III_GEN	PE CABO LEONES I TIPO 1 (2 [MW])_B	PE CABO LEONES III_B FASE II	PFV EL ROMERO
	PFV Tamarico_GEN	PE CABO LEONES I TIPO 2 (5 [MW])_A	PFV Cachiyuyo_GEN	PFV LA HUELLA
	PE CABO LEONES II_A	PE CABO LEONES I TIPO 2 (5 [MW])_B	PE SAN JUAN 27_turbinas	

Barra	Parques			
	PE CABO LEONES II_B	PE CABO LEONES III_A	PE SAN JUAN 29_turbinas	
Nueva Pan de Azúcar	PE Punta de Talca_GEN	PE TALINAY ORIENTE (U1-U30)	PE CANELA II (U1-U40)	PE PUNTA PALMERAS (U1-U15)
	PFV Doña Antonia_GEN	PE TALINAY ORIENTE (U31-U45)	PE EL ARRAYAN (U1-U50)	PE PUNTA SIERRA (U1-U32)
		PE TALINAY PONIENTE (U1-U14)	PE LOS CURUROS (U1-U57)	PE TOTORAL (U1-U23)
		PE TALINAY PONIENTE (U15-U32)	PE MONTE REDONDO (U1-U24)	
Polpaico	PFV DOÑA CARMEN SOLAR			
Mulchén	PE CAMPO LINDO	PE RENAICO II		
	PE LA CABAÑA	PE SAN GABRIEL (U1-U61)		
	PE LOS OLMOS	PE SAN MATIAS		
	PE RENAICO I (U1-U44)	PE TOLPAN SUR		
Cautín	PE MALLECO SUR			
	PE MALLECO NORTE			
Pichirropulli	PE Caman - Etapa 1_GEN			
Tineo	PE AURORA (U1-U43)			
	PE PUELICHE SUR			
	PE SAN PEDRO I (U1-U18)			
	PE SAN PEDRO II (U1-U13)			

4.4 Normalización de los elementos de transmisión utilizados para el control de tensión

La evaluación de la metodología implementada contempla la normalización de los elementos de transmisión utilizados para gestionar los recursos disponibles, ya que las maniobra que se adoptan en la operación son última instancia de acuerdo con el artículo 7-10 del NTSyCS.

4.5 Utilización de los parques ERV para la mejora en los niveles de tensión

Para la implementación de los parques ERV, con el objetivo de controlar la tensión en las barras de interés, se utilizan los límites del Diagrama PQ de los parques ERV establecidos en la NTSyCS, y de esta manera compensar la inyección de reactivos de los elementos de transmisión usados para la gestión del control de tensión.

Se registra la diferencia entre los niveles de tensión y el total de potencia reactiva requerida por área de control de tensión bajo análisis, según la asignación presentada en secciones anteriores.

5 RESULTADOS

5.1 Perfiles de tensión áreas de Norte Grande y Norte Chico caso base y caso normalizando los elementos de transmisión utilizados excepcionalmente para el control de tensión

A partir del escenario evaluado se presenta en la Tabla 5-1 el perfil de tensiones del sistema de 500 kV de las ACT del Norte Grande y del Norte Chico, tanto para el caso base como el caso en el que normalizan los elementos de transmisión. Se destacan en ambos casos las tensiones que superan los rangos de operación normales considerando su tensión nominal, lo que, a su vez, al ser una condición recurrente en la operación, conlleva a un aumento significativo en las tensiones de servicio establecidos para las barras mencionadas, las cuales determinan a su vez un nuevo rango de admisible (superior) sostenible únicamente tomando medidas operacionales excepcionales.

Tabla 5-1: Perfil de tensión Norte Grande y Norte Chico con y sin medidas operacionales.

Barras	Operación Normal (c/medidas operacionales)		Operación Normal (s/medidas operacionales)	
	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)
KIMAL 500 kV	1.040	1.002	1.054	1.016
LOS CHANGOS 500 kV	1.031	1.012	1.044	1.025
PARINAS 500 kV	1.025	1.007	1.035	1.016
CUMBRE 500 kV	1.031	1.006	1.049	1.025
NUEVA CARDONES 500 kV	1.030	1.012	1.036	1.018
NUEVA MAITENCILLO 500 kV	1.034	1.014	1.039	1.019
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV	1.034	1.016	1.038	1.019
POLPAICO 500 kV	1.016	0.998	1.016	0.998

En la Tabla 5-2 se presentan las tensiones más críticas del Norte Grande en su sistema de 220 kV, donde es posible evidenciar el efecto de las medidas operacionales adoptadas y su relevancia en la operación.

Tabla 5-2: Perfil de tensión sistema 220 kV Norte Grande con y sin medidas operacionales.

Barras	Operación Normal (c/medidas operacionales)		Operación Normal (s/medidas operacionales)	
	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)
PARINACOTA 220 kV	1.034	1.020	1.109	1.094
NUEVA POZO ALMONTE 220 kV	1.040	1.017	1.087	1.072

Barras	Operación Normal (c/medidas operacionales)		Operación Normal (s/medidas operacionales)	
	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)
LAGUNAS 220 kV	1.043	1.020	1.078	1.054

5.2 Perfiles de tensión área Sur caso base y caso normalizando los elementos de transmisión utilizados excepcionalmente para el control de tensión

De igual forma que en la sección anterior, a partir del escenario evaluado se presenta en la Tabla 5-3 el perfil de tensión del sistema de 220 kV de las ACT Sur, tanto para el caso base como el caso en el que normalizan los elementos de transmisión. Se destacan las en ambos casos las tensiones que superan los rangos de operación normales considerando su tensión nominal, lo que, al igual que en el Norte, al ser una condición recurrente en la operación, conlleva a un aumento significativo en las tensiones de servicio establecidos para las barras mencionadas, sostenibles únicamente tomando medidas operacionales excepcionales.

Tabla 5-3: Perfil de tensión área Sur con y sin medidas operacionales.

Barras	Operación Normal (c/medidas operacionales)		Operación Normal (s/medidas operacionales)	
	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)
MULCHEN 220 kV	1.068	1.012	1.068	1.013
RIO MALLECO 220 kV	1.072	1.016	1.073	1.017
CAUTIN 220 kV	1.069	1.022	1.070	1.024
CIRUELOS 220 kV	1.069	0.922	1.073	0.925
NUEVA PICHIRROPULLI 220 kV	1.066	1.020	1.071	1.025
TINEO 220 kV	1.062	1.034	1.071	1.042
PUERTO MONTT 220 kV	1.054	1.026	1.061	1.032

5.3 Perfiles de tensión del caso utilizando los parques ERV para la mejora en los niveles de tensión

De lo expuesto en las secciones anterior, y con la finalidad de normalizar los elementos de transmisión y alcanzar rangos normales de operación en las barras de interés, es que se implementan controles centralizados en las mismas barras para gestionar los recursos dispuesto por los parques ERV según su Diagrama PQ. La distribución de los parques corresponde a la asignación descrita en el numeral 4.3.

Luego se presentan dos casos objetivos, el primero de ellos es lograr ante la normalización de los elementos de transmisión regresar las tensiones al caso base. El segundo de ellos es lograr

establecer las tensiones en el rango normal de operación en las barras de interés según su tensión nominal. Cabe señalar que en consecuencia las tensiones en las áreas estudiadas también se establecen en rangos normales de operación.

La activación de los controles centralizado se realiza a medida y de manera estratégica, iniciando por sus ubicaciones claves en función de las dificultades de controlar las tensiones en esa ubicación en la operación real y los recursos disponibles, activando progresivamente más controladores de manera de cumplir con los objetivos planteados. Cabe señalar que, y según se considere en el caso, se utilizará la totalidad de los parques dispuestos en la asignación, con excepción de los parques eólicos cuyo despacho no permite entregar o absorber potencia reactiva según el Diagrama PQ.

En la Tabla 5-4 presentan ambos casos del Norte Grande y Norte Chico, donde se destacan las barras donde se implementó el control centralizado, para el primer caso (en rojo) las barras objetivo corresponden a Kimal y Cumbre, y en el segundo caso (en verde) se incorpora a las ya mencionadas Nueva Maitencillo. Notar que en ambos casos se logran las tensiones deseadas y en consecuencia las tensiones de las otras barras de interés y de sus áreas asociadas.

Tabla 5-4: Perfil de tensión área Norte Grande y Norte Chico implementando control centralizado con consigna caso base y consigna 1.03 (p.u en tensión nominal) en barras de control seleccionada.

Barras	CC E/S (Tensiones caso base)		CC E/S (Tensiones rango normal)	
	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)
KIMAL 500 kV	1.040	1.002	1.030	0.992
LOS CHANGOS 500 kV	1.029	1.011	1.024	1.006
PARINAS 500 kV	1.018	1.000	1.016	0.998
CUMBRE 500 kV	1.031	1.006	1.030	1.006
NUEVA CARDONES 500 kV	1.021	1.003	1.021	1.003
NUEVA MAITENCILLO 500 kV	1.031	1.011	1.030	1.010
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV	1.034	1.015	1.033	1.015
POLPAICO 500 kV	1.014	0.996	1.012	0.995

Adicionalmente, se presentan las tensiones más relevantes del Norte Grande en el sistema de 220 kV, con el fin evidenciar la evolución de las tensiones en las zonas más complejas al implementar el control centralizado en las barras objetivo.

Tabla 5-5: Perfil de tensión sistema 220 kV Norte Grande implementando control centralizado con consigna caso base y consigna 1.03 (p.u en tensión nominal) en barras de control seleccionada.

Barras	CC E/S (Tensiones caso base)		CC E/S (Tensiones rango normal)	
	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)
PARINACOTA 220 kV	1.085	1.070	1.049	1.035
NUEVA POZO ALMONTE 220 kV	1.065	1.041	1.034	1.011

Barras	CC E/S (Tensiones caso base)		CC E/S (Tensiones rango normal)	
	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)
LAGUNAS 220 kV	1.057	1.034	1.028	1.005

En la Tabla 5-6 se presentan ambos casos del área Sur, donde también se destacan las barras donde se implementó el control centralizado, para el primer caso (en rojo) la barra objetivo corresponden a Tineo, y en el segundo caso (en verde) se adiciona Mulchén, Cautín y Nueva Pichirropulli. Notar que en ambos casos se logran las tensiones deseadas en las barras controladas y en consecuencia las tensiones del área en general.

Tabla 5-6: Perfil de tensión área Sur implementando control centralizado con consigna caso base y consigna 1.05 (p.u en tensión nominal) en barras de control seleccionada.

Barras	CC E/S (Tensiones caso base)		CC E/S (Tensiones rango normal)	
	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)	Tensión (p.u)	Tensión (p.u_TS)
MULCHEN 220 kV	1.067	1.012	1.050	0.996
RIO MALLECO 220 kV	1.071	1.016	1.052	0.997
CAUTIN 220 kV	1.068	1.021	1.050	1.004
CIRUELOS 220 kV	1.068	0.921	1.053	0.908
NUEVA PICHIRROPULLI 220 kV	1.065	1.019	1.050	1.004
TINEO 220 kV	1.062	1.034	1.050	1.022
PUERTO MONTT 220 kV	1.054	1.026	1.046	1.018

5.4 Comparación de los perfiles de tensión de los cuatro casos analizados y total de potencia reactiva requerida por área de control de tensión

Se presenta en esta sección la evolución del perfil en los cuatro casos establecidos y descritos en las secciones anteriores de manera comparativa, y adicionalmente de los requerimientos en potencia reactivas requeridos por parte de los parques ERV según sea el caso.

En la Tabla 5-7 se presenta el perfil de tensión de todos los casos, se destaca (en rojo) las barras donde se implemente el control centralizado con el objetivo de volver a las tensiones previas luego de normalizar los elementos de transmisión. Notar que ante la disposición de los parques se logra alcanzar las tensiones de consigna impuesto en estas barras, y en consecuencia un descenso generalizado de las tensiones en el resto de las barras, logrando incluso bajar aún más de lo esperado según el caso base original y con ello mejorar sus márgenes de seguridad del sistema.

Adicionalmente, se destaca (en verde) las barras donde se implementó el control centralizado con el objetivo de alcanzar el rango normal de operación según su tensión de nominal. Nuevamente en

consecuencia de la implementación, notar el efecto positivo en las otras barras de interés, logrando un margen de seguridad aún más significativo.

Tabla 5-7: Evolución del perfil de tensión en las barras de las áreas de interés.

Barras	Operación Normal (c/med. ope.) Tensión (p.u)	Operación Normal (s/med. ope.) Tensión (p.u)	CC E/S (Tensiones caso base) Tensión (p.u)	CC E/S (Tensiones rango normal) Tensión (p.u)
KIMAL 500 kV	1.040	1.054	1.040	1.030
LOS CHANGOS 500 kV	1.031	1.044	1.029	1.024
PARINAS 500 kV	1.025	1.035	1.018	1.016
CUMBRE 500 kV	1.031	1.049	1.031	1.030
NUEVA CARDONES 500 kV	1.030	1.036	1.021	1.021
NUEVA MAITENCILLO 500 kV	1.034	1.039	1.031	1.030
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV	1.034	1.038	1.034	1.033
POLPAICO 500 kV	1.016	1.016	1.014	1.012
MULCHEN 220 kV	1.068	1.068	1.067	1.050
RIO MALLECO 220 kV	1.072	1.073	1.071	1.052
CAUTIN 220 kV	1.069	1.070	1.068	1.050
CIRUELOS 220 kV	1.069	1.073	1.068	1.053
NUEVA PICHIRROPULLI 220 kV	1.066	1.071	1.065	1.050
TINEO 220 kV	1.062	1.071	1.062	1.050
PUERTO MONTT 220 kV	1.054	1.061	1.054	1.046

La implementación del control centralizado requiere únicamente los parques asignados en la sección 4.3. en su diagrama PQ.

Luego, en la Tabla 5-8 se presentan los recursos de potencia reactiva por área de los parques ERV implementados, donde se contabiliza solo los parques disponibles para el control centralizado utilizado según la Tabla 4-2. Adicionalmente, se presenta el monto total disponible según la asignación propuesta y su porcentaje de uso, el cual corresponde a la disponibilidad de potencia reactiva de los parques ERV incluso individualizado, ya que el requerimiento se distribuye según los diagramas PQ de cada parque.

Tabla 5-8: Requerimiento de potencia reactiva en las áreas de control según consigna de tensiones.

	CC E/S (Tensiones caso base)			CC E/S (Tensiones rango normal)		
	Q (MVar)	Q (MVar) disponible	Q (%)	Q (MVar)	Q (MVar) disponible	Q (%)
Norte Grande	-82	-1911	4.3%	-283	-1911	14.81%
Norte Chico	-400	-700	57.1%	-391	-992	39.41%
Sur	-38.9	-95	39%	-210	-529	39.69%

6 CONCLUSIONES

Se presentan los antecedentes referentes al control de tensión en áreas del Norte Grande, Norte Chico y Sur, donde las condiciones operacionales locales conllevan dificultades en la gestión de recursos disponibles, generando maniobras tales como la apertura de líneas o el puente de compensación en serie, siendo estas medidas de última instancia, pero necesarias con el fin de mantener las tensiones dentro de los rangos normales de operación establecidos en la NTSyCS.

Dichas condiciones operativas de carácter local se producen debido a que las instalaciones de transmisión de la zona en cuestión no están debidamente auto compensadas para condiciones de baja transferencias y el resto de los recursos disponibles no son suficientes para compensarlas.

Debido a lo anterior, se realizó un análisis adicional, en el cual se evalúa el efecto de disponer de todos los parques ERV basados en inversores según su Diagrama PQ establecido en la NTSyCS, y con ello evitar las maniobras mencionadas con anterioridad, debido a que estas corresponden a medidas operacional de última instancia según la NTSyCS y la NTSSCC.

En primera instancia se establece una metodología que permita evaluar el impacto de un control centralizado en barras de interés en las áreas mencionadas. Para ello se define un escenario tal que, corresponda con las horas de mayores dificultades de gestión de recursos.

Luego, por medio de la evaluación de los parques disponibles en las áreas a estudiar, se define la sensibilidad y la efectividad en las distintas barras de cada ACT correspondiente, de manera de agrupar y asignación controles centralizados para su posterior implementación.

El análisis comienza con la verificación del perfil de tensión del escenario caso base, previo y posterior a la normalización de los elementos de transmisión, en el cual se constata la dificultad y el aumento significativo de las tensiones en las barras de las áreas de interés.

En consecuencia, se presentan dos propuestas de control centralizado, la primera de ellas es, ante la normalización de los elementos de transmisión, devolver ciertas barras a su tensión en el caso base, propuesta que constata el efecto positivo de la implementación de la medida, estableciendo rangos en el resto de las barras con un margen significativamente mayor incluso que el caso base original. Ante el resultado positivo, se implementan controles centralizados adicionales con consignas que establezcan las tensiones en el rango normal de operación, logrando nuevamente una mejora significativa en el resto de las barras de las áreas estudiadas.

De la evaluación descrita, es posible afirmar que al tener disponibles todos los parques ERV con el Diagrama PQ requerido se logra evitar las medidas operacionales excepcionales, llegando a niveles de tensión en la banda de estado normal para las tensiones de servicio e incluso para tensiones nominales tanto para el sistema de 500 kV del Norte (Norte Grande y Norte Chico), como para el sistema de 220 kV del Sur.

En todos los análisis, los parques ERV basados en inversores que fueron considerados para efectos de las simulaciones lo hicieron en modo de control PQ. Sin embargo, y dependiendo de las



condiciones operativas, en el tiempo real los parques ERV podrían ser requeridos para realizar control dinámico de la tensión en modo PV.

Cabe destacar que el análisis de otro tipo de soluciones más estructurales a este problema deberá ser abordado en una instancia adicional, con una perspectiva de planificación, fuera del alcance de este estudio.