
ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Mayo 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	27-05-24	Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Michelle Cajas R. Pia Contreras G. Pedro Gobantes F. Gonzalo Sánchez M.	Eugenio Quintana P.

Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO	4
1.1	Área de Control de Tensión Norte Grande	6
1.2	Área de Control de Tensión Norte Chico	7
1.3	Área de Control de Tensión Centro Norte	9
1.4	Área de Control de Tensión Centro - Sur	11
1.5	Área de Control de Tensión Sur	12
1.6	Comentarios Generales	13
1.7	Resumen Requerimientos de Potencia Reactiva	15
2	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	16
3	ANTECEDENTES.....	17
3.1	Antecedentes Normativos	17
3.2	Bases Técnicas	19
3.3	Antecedentes para el Desarrollo del Estudio	22
3.4	Metodología.....	34
4	DESARROLLO DEL ESTUDIO	36
4.1	Áreas de Control de Tensión.....	36
4.2	Área de CT 1: Norte Grande.....	37
4.3	Área de CT 2: Norte Chico.....	83
4.4	Área de CT 3: Centro Norte.....	134
4.5	Área de CT 4: Centro-Sur	189
4.6	Área de CT 5: Sur.....	266
5	CONCLUSIONES.....	290
5.1	Área Norte Grande.....	290
5.2	Área Norte Chico.....	292
5.3	Área Centro Norte.....	293
5.4	Área Centro-Sur	296
5.5	Área Sur	299
5.6	Consideraciones Generales.....	299
6	ANEXOS.....	301

1 RESUMEN EJECUTIVO

La Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC) establece que el Coordinador deberá realizar un “Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva” del sistema de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, al menos con una periodicidad anual, con el objeto de verificar el cumplimiento de las Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de servicio establecidas en el Capítulo 5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS) y de conformidad con los requisitos y criterios dispuestos en el Título 3-6 de la NT SSCC.

El principal objetivo del estudio es determinar las reservas de potencia reactiva necesarias en el sistema y la adecuada distribución de estos recursos, que permitan afrontar las contingencias simples más probables en escenarios desfavorables, sin compromiso de la estabilidad de la tensión del sistema y que cumplan con los estándares correspondientes al control de tensión (CT) y despacho de potencia reactiva, dispuestos en la NT.

Las particulares características del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), tales como una topología longitudinal muy extendida, líneas de interconexión de gran longitud, una distribución concentrada y no uniforme de los consumos y la generación, y también, con recursos de potencia reactiva muy disímiles, hizo necesario que para el análisis de requerimientos de potencia reactiva se definiera un conjunto de Áreas de Control de Tensión (ACT), las cuales se indican a continuación:

- Área Norte Grande: comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos hacia el norte. Al interior de esta, se distinguen dos subáreas de CT, una subárea Sur correspondiente a Domeyko que se compone principalmente por las SSEE Andes, Nueva Zaldívar, Domeyko Likanantay y Puri 220 kV, y una subárea Norte-Centro que se compone por las SSEE ubicadas al norte de las SSEE O’Higgins y Laberinto 220 kV.
- Área Norte Chico: comprende las instalaciones desde la S/E Los Parinas 500 kV, por el norte, hasta las SS/EE Polpaico 500 kV, Nueva Los Pelambres 220 kV y Los Vilos 220 kV, por el sur. Se distinguen dos subáreas de CT: la subárea Norte, correspondiente al subsistema de 220 kV y 110 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre, y la subárea Centro-Sur, correspondiente a los sistemas de 500 kV, 220 kV y 110 kV del resto del ACT.
- Área Centro Norte: comprende las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500 kV y 220 kV. Se distinguen tres subáreas de CT, una subárea Centro 500/220 kV, otra subárea Región Metropolitana 110 kV, y una subárea correspondiente a Quinta Región 220 kV y 110 kV.
- Área Centro-Sur: comprende las instalaciones entre la subestación Alto Jahuel 500 kV, 220 kV y 154 kV y las subestaciones Cautín 220 kV y Temuco 220 kV. Se distinguen tres subáreas de CT, la subárea de 500/220 kV que comprende todo el corredor de 500 kV y 220 kV entre las subestaciones indicadas, incluyendo el sistema de 154 kV entre las subestaciones Parral y Los Ángeles; la subárea de 154 kV, que corresponde al subsistema de 154 y 66 kV entre las subestaciones Alto Jahuel y Linares 154 kV; y la zona de Concepción, la que contempla todo el sistema de la región del Biobío.
- Área Sur: comprende las instalaciones desde la S/E Cautín 220 kV hacia el sur.

El estudio considera escenarios de operación representativos de los subperiodos estacionales indicados en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Escenarios de Operación Base

	Feb 25 (E1)	Mar 25 (E2)	Jun 25 (E3)	Dic 25 (E4)	Abr 25 (E5)	Abr 25 (E6)
Demanda Alta/Baja	DA	DA	DA	DA	DB	DB
% Gen ERV	54	68	62	53	52	59
% Gen Convencional	46	32	38	47	48	41
Demanda SEN (MW)	11318	11510	11395	11806	7580	7517

Para el suministro de las demandas en cada período se utilizaron despachos de generación acordes con la programación de generación esperada, tomando como referencia los despachos correspondientes a una condición hidrológica media y seca, considerando los mantenimientos de centrales programados para el período simulado y la variabilidad del recurso eólico y fotovoltaico. Para cada escenario se buscó la condición más desfavorable desde el punto de vista del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva, dado los diversos escenarios y perfiles de demanda de cada ACT. Estos despachos fueron preparados por el Departamento de Programación de la Gerencia de Mercados.

Cabe señalar que estos escenarios consideran las restricciones de inercia mínima de la zona Norte Grande determinadas en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión vigente a la fecha de elaboración de los escenarios de operación base (versión 2022), las que se indican en la tabla siguiente. Estas restricciones representan la necesidad de contar con generación sincrónica en dicha zona para tener un adecuado control dinámico de tensión ante las contingencias simples más críticas y en escenarios con altas transferencias entre dicha zona y el resto del sistema.

Tabla 1.2. Restricciones de inercia mínima zona Norte Grande [GVAs].

Escenario	N° unidades centrales Guacolda en servicio	
	2	0
Día	7	9
Noche	6.8	8.2

En la metodología para la evaluación del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva del sistema, aplicada a cada área de control de tensión y en cada uno de los escenarios específicos, se pueden distinguir las siguientes etapas:

- Asignación de los recursos de potencia reactiva y ajustes de variables de control de tensión.

- Determinación de la barra más débil (mayor sensibilidad dV/dQ).
- Verificación del cumplimiento de los estándares de tensión y despacho de reactivos de régimen permanente.
- Determinación de la efectividad de las distintas centrales generadoras y compensadores estáticos de reactivos en el control de tensión de las zonas, para operación normal y ante contingencia.
- Estimación de la reserva de potencia reactiva necesaria para afrontar las distintas contingencias analizadas.
- Determinación de las tensiones de colapso en la barra más débil y para la contingencia con mayor requerimiento de potencia reactiva.
- Verificación de las exigencias de recuperación dinámica de la tensión, establecidas en la NT.

De acuerdo con la aplicación de las condiciones y el método de evaluación ya mencionados, el análisis de los resultados obtenidos para cada ACT permite concluir lo siguiente:

1.1 Área de Control de Tensión Norte Grande

En esta ACT se distingue dos subáreas de control de tensión, la subárea Norte-Centro, que se compone por las SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV al norte y la subárea Sur, que se compone principalmente por las SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV, Likanantay 220 kV y Puri 220 kV. Ambas subáreas se estudiaron por separado.

Subárea Norte-Centro

Para la subárea Norte la barra más débil pre y post contingencia corresponde a Parinacota 220 kV, ubicada en el extremo norte del sistema. La falla que más aumenta la sensibilidad de esta barra es la desconexión de la línea N. Pozo Almonte - Cóndores 220 kV. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 150.2 MVAR para inyectar y 148.6 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea 500 kV Changos – Kimal y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión del reactor de la S/E Los Changos.

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron medidas operacionales consistentes en aperturas de las siguientes líneas de transmisión:

Apertura de líneas	Escenarios
Parinacota-Roncacho 220 kV	1,3,5
Roncacho-Nva Pozo Almonte 220 kV	1,3,5
Kimal - Los Changos C1 500kV	1,5

Los recursos más eficaces para el control de tensión corresponden a las centrales sincrónicas de las centrales Chapiquiña, U16, Cerro Dominador CSP y PAM. Respecto de las centrales ERV, las más eficaces corresponden a las centrales Willka, Atacama Solar II, Aurora Solar y Coya A-D. Todas las

centrales anteriores tienen mayor influencia sobre barras más cercanas a ellos, pero comparten la labor de control de tensión de las barras ubicadas de la SE Changos hacia el norte.

Se realizaron análisis de curvas Q-V para verificar los márgenes de reactivo de la barra más débil de la Subárea Norte-Centro en diversos escenarios, tanto en operación normal como en situaciones de contingencia. En la mayoría de los casos, se determinó que los valores de tensión se mantienen dentro de los rangos aceptables. Sin embargo, es importante tener en cuenta que después de una contingencia, la tensión tiende a disminuir en la mayoría de los casos. Por lo tanto, pequeñas variaciones en los requisitos de reactivos podrían hacer que la tensión en la barra exceda los límites aceptables.

Subárea Sur

Para la subárea Sur la barra más débil pre y post contingencia corresponde a Andes 220 kV, ubicada más hacia la cordillera en la parte sur del ACT. La falla con mayor sensibilidad dV/dQ se produce por la desconexión de un circuito de la línea 500 kV Changos – Kimal. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 58.2 MVAR para inyectar y 38.1 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea 500 kV Changos – Kimal y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión del reactor de la S/E Los Changos. El único recurso que permite el control dinámico de tensión dentro de esta subárea corresponde al SVC Domeyko. Respecto de las centrales ERV, la más eficaz corresponde a la central Andes Solar IIB.

Para la barra más débil de la Subárea Sur se verificó mediante análisis de curvas Q-V, que en todos los escenarios se cuenta con suficiente margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Para el ACT Norte Grande, los requerimientos de potencia reactiva para red N se muestran en el anexo 6, mientras que, para cada escenario en estudio, se pueden consultar las tablas resumen de determinación de reserva de potencia reactiva respectivas.

De los escenarios examinados para el ACT Norte Grande, tanto para la subárea Norte-Centro como para la subárea Sur, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta.

Para las contingencias más críticas desde el punto de vista del CT del área se cumple con las exigencias de la NT relativas al comportamiento dinámico de la tensión y la frecuencia, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

1.2 Área de Control de Tensión Norte Chico

En esta ACT se distinguen dos subáreas de control de tensión: la subárea Norte, correspondiente al subsistema de 220 kV y 110 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre, y la subárea Centro-

Sur, que incluye los sistemas de 500 kV, 220 kV y 110 kV comprendidos entre las barras de 500 kV de S/E Parinas y de 220 kV de S/E Illapa, por el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico y de 220 kV de las SS/EE Nueva Los Pelambres y Los Vilos, por el sur.

Dentro del horizonte de estudio se analizaron escenarios con diversas condiciones de demanda del SEN, generación ERV y niveles de transferencias por el sistema de 500 kV del ACT.

Subárea Norte

Para la subárea Norte la barra más débil pre-contingencia corresponde a la de S/E Paposo 220 kV, mientras que las barras más débiles post contingencia corresponden a las de las SS/EE Francisco y Cachiuyal 220 kV para fallas en las líneas que interconectan estas subestaciones con la S/E Diego de Almagro.

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de CT de la subárea se produce en el escenario de demanda baja, ante la falla de un circuito de la línea Cumbre – Nueva Cardones 500 kV, la que requiere una reserva interna de 13.8 MVAR. El mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva se produce en el mismo escenario ante la desconexión de uno de los reactores del extremo Cumbre de la línea Parinas - Cumbre 500 kV, evento que requiere una reserva interna de 23.3 MVAR.

El único recurso que permite el control dinámico de tensión dentro de esta subárea corresponde al SVC Plus de Diego de Almagro. Con respecto a los parques ERV, los más eficaces para el control de tensión de las barras entre las SS/EE Paposo y Diego de Almagro son los PFV Salvador, Esperanza y Diego de Almagro. En las SS/EE Illapa y Cumbre el recurso más efectivo es el PFV Diego de Almagro Sur.

Subárea Centro-Sur

En el sistema de 500 kV, la barra más débil pre-contingencia corresponde a la de S/E Cumbre, mientras que las barras más débiles post contingencia corresponden a la de S/E Nueva Pan de Azúcar ante la falla de un circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el escenario de demanda alta con altas transferencias por este sistema, y a la de S/E Cumbre ante la falla de un circuito Cumbre – Nueva Cardones 500 kV en los escenarios de demanda alta con bajas transferencias por este sistema y de demanda baja.

En el sistema de 220 kV, cuando este opera enmallado la barra más débil corresponde a la de la S/E Don Goyo, tanto en operación normal como post contingencia para la falla de un circuito Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV. Al operar el sistema de 220 kV abierto en la S/E Don Héctor, medida operacional que se aplica normalmente en horas de alta generación solar, la barra más débil pasa a ser la de S/E Don Héctor que queda conectada hacia la S/E Maitencillo, tanto en operación normal como post contingencia para la falla de un circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de CT de la subárea se produce en el escenario de demanda alta con altas transferencias por el sistema de 500 kV ante la falla de un circuito de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV, la que requiere una reserva interna de 156.1 MVAR, que es aportada en su mayor parte por los SVC de S/E Nueva

Pan de Azúcar y los CER de S/E Pan de Azúcar. El mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva se produce en el escenario de demanda baja ante la desconexión de uno de los reactores del extremo Nueva Pan de Azúcar de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, evento que requiere una reserva interna de 149.7 MVAR, que es aportada en su mayor parte por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar.

Los recursos más eficaces para el control dinámico de tensión de las barras de 500 kV de esta subárea corresponden al CER de Cardones y los SVC de Nueva Pan de Azúcar. Para el control dinámico de tensión de las barras de 220 kV los recursos más eficaces corresponden al CER de Cardones, el CER de Maitencillo, los CER de Pan de Azúcar y la central Los Molles. Sin embargo, se debe tener presente que este último recurso tiene una capacidad muy limitada.

Con respecto a los parques ERV, tanto en el sistema de 500 kV como en el de 220 kV, los más eficaces para el control de tensión son muy variables según la barra que se esté analizando, debido a que existe una gran cantidad de parques distribuidos a lo largo de todo el sistema de 220 kV de la subárea.

De los escenarios examinados para el ACT Norte Chico, tanto para la subárea Norte como para la subárea Centro-Sur, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta. Para las barras más débiles de cada subárea se verificó mediante análisis de curvas Q-V, que en todos los escenarios se cuenta con suficiente margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Para las contingencias más críticas desde el punto de vista del CT del área se cumple con las exigencias de la NT relativas al comportamiento dinámico de la tensión y la frecuencia, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

1.3 Área de Control de Tensión Centro Norte

Esta área de control de tensión está conformada por los sistemas de 500 kV, 220 kV y 110 kV de la zona centro del SEN, comprendidos, desde el norte, entre las barras de Los Vilos 220 kV y las barras de Polpaico 500 kV, y desde el sur, por las barras de Alto Jahuel 500 kV, 220 kV, 110 kV. Esta área de control de tensión está compuesta de 3 subáreas, correspondientes al área Centro 500 kV y 220 kV, a la Región Metropolitana 220 kV y 110 kV, y a la Quinta región Costa 220 kV y 110 kV.

Subárea Centro Norte 500 y 220 kV

Para el sistema de 500 kV y 220 kV las barras más sensibles producto de cambios en la potencia reactiva para los distintos escenarios analizados corresponden a las barras de S/E Polpaico en 500 kV, y a la S/E Río Aconcagua en 220 kV, lo anterior se produce ante la pérdida de uno de los circuitos de la línea Nueva Pan de Azúcar – Nueva Polpaico 500kV, y por la pérdida de uno de los circuitos Polpaico – Río Aconcagua respectivamente.

El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 98 MVAR para inyección y 24 MVAR para absorción, donde la falla más crítica para

la inyección de reactivos fue la desconexión del transformador de Lo Aguirre 500/220 kV y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión intempestiva del reactor de Polpaico 500 kV. Para el control de tensión en la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia, los aportes más eficaces corresponden al STATCOM en Cerro Navia y el CER de Polpaico. Se destaca también la participación del STATCOM de El Chacay cuyo aporte principal se refleja en las barras de Quillota, Nogales y Río Aconcagua 220 kV.

Subárea Región Metropolitana

Para la subárea Región Metropolitana la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la S/E El Salto 220 kV para los 3 escenarios analizados. La falla con mayor sensibilidad dV/dQ se produce por la desconexión de un circuito de la línea Tap Chicureo – El Salto 220 kV. Mientras que el mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 91 MVAR para inyectar y 20 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de la línea Los Almendros – Alfalfal 220 kV y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión intempestiva de una unidad de la central Alfalfal II. Para el control de tensión en la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia, los aportes internos más eficaces corresponden a las centrales despachadas en la zona como son las centrales de Rapel, Florida, Puntilla, Alfalfal I, Alfalfal II y Las Lajas.

Subárea V Región

Para la subárea V Región la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la S/E San Antonio, 110 kV. La falla con mayor sensibilidad dV/dQ se produce por la desconexión del transformador N°2 A. Melipilla 220/115 kV. Mientras que el mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 7.5 MVAR para inyectar y 7.5 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de la línea Quillota – San Pedro 110 kV y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión del transformador N°2 A. Melipilla 220/115 kV. Para el control de tensión en la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia, los aportes internos más eficaces corresponden a las centrales térmicas despachadas en la zona, las cuales corresponden a las centrales Nueva Ventanas y Campiche.

De los escenarios examinados para el ACT Centro, se observa que todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta. Para las barras más débiles del ACT se verificó, mediante análisis de curvas Q-V, que en todos los escenarios se cuenta con suficiente margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Para las contingencias más críticas desde el punto de vista del CT del área se cumple con las exigencias de la NT relativas al comportamiento dinámico de la tensión y la frecuencia, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

1.4 Área de Control de Tensión Centro - Sur

En el Área de CT Centro Sur el análisis se divide en tres subáreas, la subárea 500/220 kV, la subárea 154 kV y la subárea de Concepción, las cuales son estudiadas de manera independiente.

Subárea 500/220 kV

En el sistema de 500 kV se identificó a la barra de la S/E Entre Ríos como la que presenta las mayores sensibilidades de la tensión con respecto a los cambios en la potencia reactiva (dV/dQ). La contingencia en la que se obtiene la mayor sensibilidad es la falla de uno de los circuitos de la línea Ancoa – Entre Ríos 2x500 kV.

En el sistema de 220 kV, la barra de la S/E Los Peumos es la que presenta la mayor sensibilidad dV/dQ pre y post contingencia. La contingencia que provoca el mayor aumento en la sensibilidad de la tensión corresponde a la falla de la línea Mulchén – Los Peumos 220 kV.

En el sistema de 154 kV, la barra más débil pre-contingencia corresponde a la de S/E Parral, mientras que las barras más débiles post contingencia corresponden a las de las SS/EE Chillán y Parral ante la desconexión del transformador Charrúa 220/154 kV.

Los mayores requerimientos internos de potencia reactiva son: requerimiento de inyección de 68.8 MVAR para la contingencia en uno de los transformadores Ancoa 500/220 kV y requerimiento de absorción de 79.4 MVAR para la desconexión de uno de los reactores del extremo Ancoa de los circuitos Alto Jahuel – Ancoa 500 kV C3 y C4. Ambos requerimientos máximos, de inyección y absorción, se producen en el escenario de demanda alta con mayor generación en la subárea.

El análisis de la efectividad de los recursos de CT para el sistema de 500 kV permite concluir que: en la S/E Alto Jahuel el recurso más efectivo es claramente el Statcom de S/E Maipo, en la S/E Ancoa los recursos más efectivos son el Statcom de S/E Maipo y la central Colbún, y en las SS/EE Entre Ríos y Charrúa se destaca la efectividad de las centrales El Pinar y CMPC Laja. Con respecto a las centrales ERV, cabe señalar que en el escenario analizado sólo se encontraba en servicio el PE La Cabaña.

Del análisis de la efectividad de los recursos de CT para el sistema de 220 kV se concluye que: en la S/E Alto Jahuel el recurso más efectivo es claramente el Statcom de S/E Maipo; entre las SS/EE Candelaria y Punta de Cortés los recursos más efectivos son el Statcom de S/E Maipo y la central Cipresillos; en las SS/EE Puente Negro y Tinguiririca el recurso más efectivo es la central La Higuera; entre las SS/EE Ancoa e Itahue el recurso más efectivo es la central Colbún; entre las SS/EE Mataquito y Nueva Cauquenes el recurso más efectivo es la central Nueva Aldea; en la barra de la S/E Charrúa se destacan como recursos más efectivos las centrales El Pinar y CMPC Laja; en la barra de la S/E Los Notros el recurso más efectivo es la central Ralco; al sur de la S/E Charrúa hasta la S/E Río Malleco el recurso más efectivo es el PE La Cabaña; y en la S/E Los Peumos el recurso más efectivo es la central Río Picoquén.

Para el sistema de 154 kV se concluye lo siguiente: entre las SS/EE Parral y Montenegro el recurso más efectivo para el CT es claramente la central Nueva Aldea; entre las SS/EE Chillán y Charrúa los

recursos más efectivos son las centrales Nueva Aldea, Abanico y Masisa; y en la S/E Los Ángeles el recurso más efectivo es la central Río Picoiquén.

De los escenarios examinados para esta subárea, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta. Además, dado el margen de reactivos y considerando la característica de las curvas Q-V obtenidas, no se presentan riesgos de colapso de tensión.

Subárea 154 kV

Para la subárea 154 kV las barras más sensibles en operación normal y en estado de alerta producto de variaciones en la potencia reactiva para los escenarios analizados, corresponde a las barras de 154 kV de S/E Paine y S/E Alto Jahuel. Por otra parte, la contingencia que implica una mayor exigencia en cuanto a los requerimientos internos de inyección de potencia reactiva corresponde a la pérdida del transformador ATR Itahue 225/161/69KV 300MVA, requiriendo un monto de inyección de aproximadamente 42.5 MVAR. Mientras que, la contingencia que se traduce en el mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva corresponde a la fallada una unidad de la Central Curilique, requiriendo un monto de absorción por parte de los recursos internos de aproximadamente 13.5 MVAR.

Para esta subárea los recursos internos que entregan una mayor efectividad en el CT en las distintas subestaciones son las Centrales Embalse Ancoa, Convento Viejo, San Ignacio, Isla y Cipreses.

Subárea Concepción

En la subárea de Concepción los principales recursos internos de control de tensión para el horizonte temporal estudiado son las centrales generadoras las centrales MAPA, Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower), Coronel, Arauco, y Escuadrón.

Para esta subárea, las barras más sensibles en operación normal y en estado de alerta producto de variaciones en la potencia reactiva corresponden a la barra de 220 kV de la S/E Concepción y las barras de 154 kV de S/E Coronel y S/E Alonso de Ribera.

Los mayores requerimientos internos de potencia reactiva son: requerimiento de inyección de 37 MVAR para la contingencia en la línea Charrua - Hualpen 220 kV y requerimiento de absorción de 14 MVAR para la contingencia en la línea Concepción - Alonso de Ribera 154 kV.

Para esta subárea los recursos internos que entregan una mayor efectividad en el CT en las distintas subestaciones son las Centrales MAPA TG7 y MAPA TG8.

1.5 Área de Control de Tensión Sur

Para los escenarios analizados en estado de pre y post contingencia, las barras más débiles del ACT Sur corresponden a las barras de S/E Chiloé 220kV y S/E Gamboa 220kV, donde el requerimiento interno de inyección de potencia reactiva asciende a un monto total de 93.1 MVAR, para la contingencia correspondiente a la falla de una unidad de la Central Canutillar, mientras que los

requerimientos de absorción son del orden de -49.2 MVar ante la desconexión del transformador TR Pargua 230/110/15kV 60MVA.

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron medidas operacionales consistentes en aperturas de un circuito de las siguientes líneas de transmisión:

Apertura de líneas	Escenarios
Nueva Pichirropulli - Tineo 220 kV	3 y 5

En cuanto a las prioridades de uso y de la efectividad de los recursos de CT se concluye que, para el sistema comprendido entre las SS/EE Cautín y C. de Huichahue el recurso más efectivo para el CT corresponden a la Central Valdivia, Carilafquen, Los Lagos y al CER de Puerto Montt en menor medida; entre las SS/ Nueva Pichirropulli y Tineo los recursos más efectivos corresponden al CER de Puerto Montt y las centrales Rucatayo, Canutillar y Los Lagos.; mientras que en S/E Puerto Montt y Gamboa, los elementos más efectivos corresponden al CER de Puerto Montt y a las Centrales Canutillar, Rucatayo y Los Lagos.

Con respecto a las centrales ERV y su efectividad de CT, se concluye que; entre las SS/EE Tineo y Gamboa las centrales más efectivas corresponden a PE San Pedro.

Los requerimientos de potencia reactiva para red N se muestran en el anexo 6, mientras que, para cada escenario en estudio, las tablas resumen de determinación de reserva de potencia reactiva se encuentran en las páginas 270, 276 y 282.

1.6 Comentarios Generales

Como se señaló en los párrafos precedentes, existen condiciones operacionales locales donde, considerando los recursos operacionales disponibles, la apertura de líneas tuvo que utilizarse como recurso de última instancia, a efectos de mantener las tensiones dentro de los rangos normales de operación establecidos en la NTSyCS. Estas condiciones operativas locales 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 que se encuentra en los Anexos, en el cual se evalúa el efecto de que todos los parques ERV basados en inversores tengan disponible todo el Diagrama PQ establecido en la NTSyCS con el fin de evitar la apertura de líneas y puenteo de capacitores series, lo que debería ser una medida operacional de última instancia según la NTSyCS y la NTSSCC. De la evaluación realizada se concluyó que al tener disponibles todos los parques ERV con el Diagrama PQ requerido se logra evitar las medidas operacionales excepcionales descritas anteriormente y llegar a niveles de tensión en la banda de estado normal para las tensiones de servicio e incluso para tensiones nominales en el sistema de 500 kV del Norte (Norte Grande y Norte Chico) y en 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.

Por último, y como comentario general para todas las ACT, cabe señalar que la estimación de las reservas de reactivos necesarias para afrontar contingencias, indicadas en el presente informe, están supeditada a las características de la demanda, al tipo de despacho y a la disponibilidad de los recursos definidos en cada uno de los escenarios de operación analizados. En consecuencia, las reservas determinadas en este estudio, y su asignación, tienen solo un carácter referencial.

1.7 Resumen Requerimientos de Potencia Reactiva

La siguiente tabla se muestra el resumen de los requerimientos tanto para operación Normal como para contingencias obtenidos del análisis del presente estudio.

ACT	Sub-ACT	Requerimiento para Operación Normal [MVAR]		Reservas para Contingencia [MVAR]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
Norte Grande	Norte-Centro	-372.6	-265.0	150.2	-148.6
	Sur	0	0.1	58.2	-38.1
Norte Chico	Norte	-51.8	0	13.8	-23.3
	Centro-Sur	-61.5	-25.3	156.1	-149.7
Centro Norte	500/220 kV	-28.5	7.5	98.2	-24
	RM 110 kV	-114	8.3	91	-19.6
	V Región	-37.8	29.7	7.5	-7.5
Centro Sur	500/220 kV	-160.7	-27.1	68.8	-79.4
	Centro-Sur 154 kV	-21.9	112.5	42.5	-13.6
	Concepción	0.7	28.6	37	-14.2
Sur	Sur	-21.7	59.2	93.1	-49.4

2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En el Título 3-6 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios se establece que el Coordinador deberá realizar un Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva del sistema de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), al menos con una periodicidad anual, con el objeto de realizar una verificación del cumplimiento de los estándares establecidos en el Capítulo 5 de la NTSyCS. Además, en dicho Título se establecen un conjunto de disposiciones, requisitos y criterios que se deben considerar en la realización del estudio en comento. De conformidad con lo señalado, en el presente informe se resumen los resultados de tal estudio.

En el capítulo 3 de este informe se proporcionan los antecedentes relacionados con las exigencias para estándares de SyCS y los requisitos del estudio. Asimismo, se establecen las bases técnicas y la metodología que se aplica en el estudio. Dichas bases y metodología se adecuan de la mejor manera posible a lo dispuesto en la NT SSCC, pero bajo un conjunto de supuestos y consideraciones que son propias de la realidad actual del sistema.

En el capítulo 4 se presenta el desarrollo del estudio, definiendo las áreas de control de tensión en el sistema. Para cada una de ellas se describen los escenarios de operación estudiados (demandas, despachos de generación, contingencias a simular, etc.) junto con la presentación y análisis de los resultados de las simulaciones.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones y comentarios de los análisis realizados por área de control de tensión.

Por último, en el capítulo 6 de Anexos, se presentan los resultados correspondientes a los despachos de potencia activa y reactiva considerados para cada ACT, los resultados de las simulaciones dinámicas de las contingencias más críticas, y las tablas correspondientes a los resultados de las Prioridades de Uso de los Recursos para el Control de Tensión.

3 ANTECEDENTES

3.1 Antecedentes Normativos

Los antecedentes disponibles son los establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y en la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC), que se resumen de la siguiente forma:

- En los artículos 3-31 al 3-37 del Título 3-6 “Estudio de Control de Tensión y Requerimiento de Potencia Reactiva” de la NT SSCC, se establecen los objetivos, criterios, requisitos mínimos de cumplimiento, tipos de recursos a emplear, criterios de asignación de recursos y mínimo contenido del informe técnico que documente los resultados del estudio.
- En los artículos del Capítulo 5 de la NTSyCS se establecen los estándares de exigencias que se deberán cumplir para preservar la Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados, los cuales deberán ser tomados en consideración en la realización del estudio.

El objetivo principal del estudio “Control de Tensión y Requerimiento de Potencia Reactiva”, en adelante CTyRPR, está establecido en el artículo 3-31 de la NT SSCC: “dimensionar las reservas de potencia reactiva requeridas para verificar el cumplimiento de los estándares de SyCS” establecidos en la NTSyCS”, a través de:

- 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.

Los requisitos mínimos bajo los cuales se deberá efectuar la verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS, según lo establecido en el artículo 3-33 de la NT SSCC, son:

- a) Para la demanda, se utilizará la previsión de demanda usada en la programación de la operación para el horizonte de evaluación.

- b) Para el sistema de transmisión, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en la resolución que actualiza y declara las obras en construcción vigente, a que se refiere el artículo 72°-17 de la Ley.
- c) Para la operación del SEN, el Coordinador definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS. Entre éstos, se deberán considerar escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.
- d) Para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el Artículo 5-32 de la NTSyCS que no califiquen como contingencia extrema.

Se considerarán como instalaciones y sus recursos técnicos asociados que pueden participar en la prestación de Control de Tensión, según el Artículo 3-34 de la NT SCCC, al menos las siguientes:

- a) Centrales 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 con convertidores de potencia equipados 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.

Los criterios que se deberán emplear en el estudio de CTyRPR, para la determinación de los recursos requeridos y márgenes de control de potencia reactiva, según lo establecido en el artículo 3-35 de la NT SCCC, son:

- a) La determinación de los recursos de potencia reactiva requeridos por zona deberá 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 centrales 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 centrales 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, hasta un factor de potencia 0,95 inductivo o capacitivo, en su Punto de Conexión.
- d) En aquellos puntos del SEN donde exista un mayor riesgo de inestabilidad de tensión, aún ante Contingencias Simples, se deberá conservar un margen suficiente de potencia reactiva respecto del nivel de colapso de tensión, haciendo pleno uso de los recursos disponibles.

- e) El perfil de tensiones posterior a una Contingencia Simple deberá ser tal que cumpla los estándares y exigencias correspondientes al Estado de Alerta. Cuando los recursos disponibles de potencia reactiva no sean suficientes para cumplir con las exigencias de SyCS establecidos en la NTSyCS, se entenderá que nuevos recursos técnicos deberán ser incorporados en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo con lo señalado en el literal a) del Artículo 2-3 de la NT SSCC. En el intertanto se podrán contemplar medidas operacionales que permitan reducir los déficits de potencia reactiva o reducir los excedentes de potencia reactiva. En el caso que lo anterior no sea suficiente se podrán definir como último recurso programas de reducción o desconexión de consumos para la prestación de servicios de Control de Contingencias.

De acuerdo con el Artículo 3-36 de la NT SSCC:

En caso de que se requiera establecer el orden de prelación de las instalaciones que deban prestar el servicio de Control de Tensión a través de una instrucción directa y obligatoria del Coordinador, éste deberá definir el orden de prioridades de uso de los recursos en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva considerando las alternativas que resulten en la operación segura y más económica del sistema o subsistema eléctrico correspondiente en conformidad a lo señalado en el Artículo 2-26 de la NT SSCC.

3.2 Bases Técnicas

En este punto se plantean las definiciones técnicas y metodológicas que permiten establecer las condiciones bajo las cuales se realiza el estudio.

3.2.1 Control de Tensión

El control de tensión (CT) consiste en la realización de un conjunto de acciones sobre equipos que están capacitados para inyectar y/o absorber potencia reactiva y otros elementos de control de tensión, tales como transformadores con cambiador de tap bajo carga, destinados a mantener las tensiones en los nudos del sistema de transmisión dentro de los márgenes especificados por la norma técnica para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de servicio.

Los principales recursos disponibles en el Sistema Eléctrico Nacional para el CT corresponden a los siguientes:

- a) Centrales generadoras sincrónicas con despacho normal.
- b) Centrales generadoras sincrónicas con despacho forzado producto de exigencias de SyCS.
- c) Condensadores sincrónicos.
- d) Condensadores y reactores conectados en derivación, y Equipos de Compensación de Energía Reactiva.
- e) Controladores Estáticos de Reactivos (CER, SVC, STATCOM).
- f) Cambiadores de taps bajo carga para transformadores.
- g) Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva, que se consideran en modo PQ para efectos del Estudio.

Las estrategias aplicadas tanto en la asignación de los recursos de CT como el ajuste de los parámetros de controladores de tensión en el Sistema eléctrico Nacional dependen de varios factores, tales como:

- La capacidad de potencia reactiva y la respuesta característica de la regulación automática de tensión que presenten los generadores y compensadores estáticos de reactivos que contribuyen al control de tensión del sistema, tanto en su comportamiento dinámico como en régimen estacionario.
- La disponibilidad de transformadores con cambiadores de tap bajo carga y del rango de control de tensión de estos.
- La capacidad y ubicación de las centrales generadoras disponibles para suministrar potencia activa y reactiva.
- La magnitud y ubicación de los consumos potencia activa y reactiva existentes, junto con el comportamiento de estos consumos con las variaciones de la tensión.
- Las variaciones en los requerimientos de potencia reactiva de acuerdo con la evolución de la carga (horaria, por tipo de día, estacional) y a la característica del despacho de generación (hidráulico - térmico).
- El grado de severidad de las fallas que ocurran en el sistema, en términos de las variaciones en los requerimientos de potencia reactiva que se presentan durante la evolución de la falla y en el estado de post-falla.
- La cercanía, de acuerdo con el concepto de distancia eléctrica, que tienen los recursos de CT con respecto a los puntos donde estos efectivamente se necesitan, etc.

De acuerdo con los factores mencionados y considerando que el Sistema Eléctrico Nacional posee una estructura topológica muy extendida con una distribución no uniforme de generación y consumo, sumado a que el control de tensión se debe realizar principalmente de manera local, se aborda el problema de CT por áreas de control de tensión (ACT) específicas, de forma que los recursos en esa área sean los más efectivos.

Por otra parte, la asignación de los recursos en cada ACT debe propender a la reducción de flujos reactivos (minimización de pérdidas de potencia) y particularmente a una adecuada distribución de la reserva de potencia reactiva que permita afrontar las contingencias más críticas con mayor eficiencia.

3.2.2 Reserva de Potencia Reactiva

La determinación de la reserva de potencia reactiva necesaria para afrontar contingencias, en un área de CT definida, corresponde a la diferencia de los reactivos generados por los elementos que participan en el CT (CER, Generadores PV), entre los estados de pre y post contingencia, resultantes de simulaciones de flujos de potencia estáticos (régimen permanente). En otras palabras, es el requerimiento adicional de potencia reactiva en el ACT para alcanzar un estado de post contingencia estable, a partir de un escenario de operación normal con un despacho específico (activo y reactivo) y sujeto a una contingencia en particular.

Para efectos del presente estudio, en los escenarios de operación normal se adecuaron los recursos de potencia reactiva (magnitud y distribución), de manera que la aplicación de la reserva dinámica de reactivos en el área de CT sea más eficiente en afrontar la contingencia simple más crítica en esa área, y además las tensiones de operación resultantes cumplan con las exigencias operativas de tensión y despacho de reactivos, tanto para operación normal como en estado de alerta (post contingencia).

La verificación de las exigencias operativas de tensión en los nudos más críticos, respecto del colapso de tensión, se puede ilustrar con el ejemplo del gráfico siguiente:

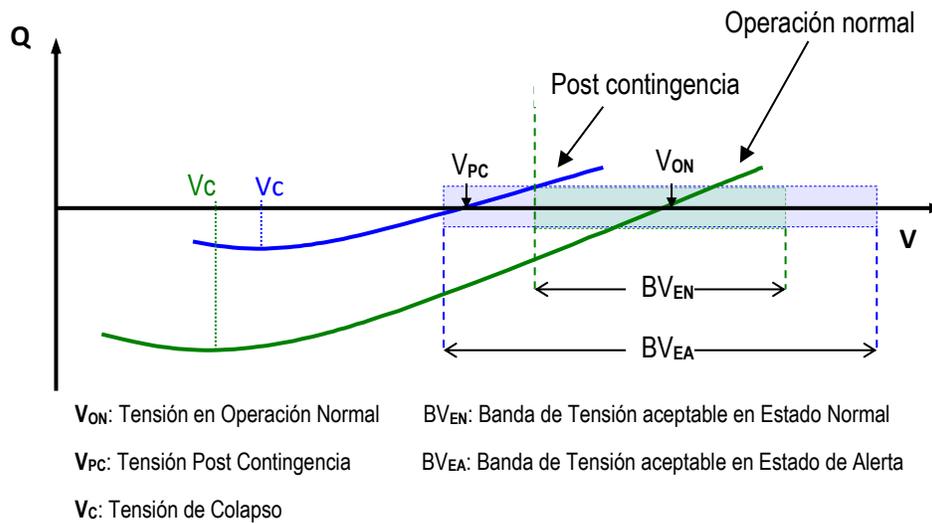


Figura 3.1. Curvas QV en barra más débil.

En el ejemplo, se puede apreciar que las tensiones de operación de régimen permanente, tanto en condición normal como post contingencia, están comprendidas dentro de las respectivas bandas de tensión aceptables, según su estado operativo.

3.2.3 Exigencias Operativas

De conformidad con los estándares de la NT de SyCS relacionados con el control de tensión y reservas de potencia reactiva, las simulaciones de los escenarios en estudio, para estado normal y estado de alerta, están supeditadas a las siguientes exigencias operativas, donde se han considerado las restricciones operacionales que se estima estarán presentes en el Sistema de Transmisión durante el periodo de evaluación:

Estado Normal (EN)

Las barras del SEN se deben operar con tensiones comprendidas en los siguientes rangos:

- a) 0,97 y 1,03 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 kV.
- b) 0,95 y 1,05 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 kV e inferior a 500 kV.
- c) 0,93 y 1,07 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV.

La compensación de potencia reactiva que realicen los generadores para el control de tensión deberá estar dentro de lo establecido en su diagrama PQ, de manera permanente.

Estado de Alerta (EA)

Las barras del SEN se deben operar con tensiones comprendidas en los siguientes rangos:

- a) 0,95 y 1,05 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 kV.
- b) 0,93 y 1,07 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 kV e inferior a 500 kV.
- c) 0,90 y 1,10 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV.

La compensación de potencia reactiva que realicen los generadores para el control de tensión podrá alcanzar el 100% de la capacidad máxima definida por el diagrama PQ. En caso de parques eólicos, la potencia reactiva aportada deberá cumplirse en el Punto de Conexión.

Por último, las exigencias para el comportamiento dinámico de la tensión se pueden resumir como sigue:

- Luego de ocurrida una contingencia, la excursión transitoria de tensión no deberá descender por debajo de 70% luego de 50 ms, en ninguna barra del sistema de transmisión, excepto durante el periodo en que la falla esté presente.
- La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 80%, por un periodo superior a 1 segundo.
- La tensión deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$, en un periodo no superior a 20 segundos desde ocurrida la falla.

3.3 Antecedentes para el Desarrollo del Estudio

3.3.1 Topología y Horizonte de Estudio

La topología considerada para el análisis corresponde a la que se estima operará el Sistema de Transmisión en el horizonte de evaluación del Estudio, comprendido entre enero de 2025 y diciembre de 2025.

3.3.2 Proyectos incluidos en Estudio

Para la elaboración del Estudio se incluyeron las obras más relevantes de generación, transmisión y consumo, de acuerdo con la declaración en construcción de instalaciones de generación y transmisión publicada por la CNE en diciembre 2023, aquellas presentes en el Catastro de Nuevos Proyectos elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los propietarios respectivos, para el período de evaluación del Estudio. Cabe señalar que, las fechas y antecedentes de los proyectos son los que contaba el Coordinador al inicio del estudio (enero 2024), por lo cual algunas fechas de PES Estimada pudieran diferir en la actualidad.

Tabla 3.1. Proyectos de Generación considerados en el Estudio.

Proyecto	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Capacidad Instalada [MW]	Ubicación	Punto de conexión
Trupán	Hidro – Pasada	20,0	20,0	Región del Biobío	Torre 121 Línea Abanico – Charrúa 154 kV
Parque Eólico Ckhúri (ex Parque Eólico Ckani)	Eólico	107,2	109,2	Región de Antofagasta	S/E El Abra 220 kV
Parque Eólico Caman - Etapa 1	Eólico	145,7	148,5	Región de Los Ríos	S/E Cerros de Huichahue 220 kV
CH Los Lagos	Hidro – Pasada	48,7	53,6	Región de Los Ríos y Región de Los Lagos	Nueva S/E Seccionadora Carimallin 220 kV, en Línea 1x220 kV Rucatayo – Pichirrahue
Planta Solar CEME 1	Solar Fotovoltaico	380,0	480,0	Región de Antofagasta	S/E Miraje 220
Parque Eólico San Matías	Eólico	81,7	81,7	Región del Biobío	S/E Campo Lindo 33 kV
Andes IV	Solar Fotovoltaico + BESS	130,0	211.9 MWp Solar + 130 MW, 650 MWh Baterías	Región de Antofagasta	S/E Futuro 33 kV
Los Cóndores	Hidro – Pasada	150,0	162,0	Región del Maule	S/E Ancoa 220 kV
Las Salinas -Etapa 4	Solar Fotovoltaico	93,5	96,5	Región de Antofagasta	S/E Centinela 220 kV
Las Salinas -Etapa 5	Solar Fotovoltaico	30,1	31,0	Región de Antofagasta	S/E Centinela 220 kV
Planta Fotovoltaica Gran Teno	Solar Fotovoltaico	200,0	240,5	Región del Maule	S/E Seccionadora Solís 154 kV
Doña Antonia	Solar Fotovoltaico	75,0	82,1	Región de Coquimbo	S/E Seccionadora La Ruca 110 kV
Parque Eólico Horizonte	Eólico	800,0	816,2	Región de Antofagasta	S/E Parinas 220 kV
BESS Parque Fotovoltaico El Manzano	BESS	60,0	60 MW, 120 MWh Baterías	Región Metropolitana de Santiago	S/E El Manzano 220 kV
Planta Fotovoltaica Tamango	Solar Fotovoltaico	40,0	48,5	Región del Maule	S/E Paso Hondo 66 kV
BESS San Andrés	BESS	35,0	35 MW + 175 MWh	Región de Atacama	S/E Central San Andrés 23 kV
Punta de Talca	Eólico	80,0	82,6	Región de Coquimbo	S/E Central Talinay Oriente 220 kV
Planta FV Tocopilla	Solar Fotovoltaico	200,3	227,5	Región de Antofagasta	S/E María Elena 220 kV
BESS Parque Eólico La Cabaña - Etapa 2	BESS	32,0	32 MW, 64 MWh Baterías	Región de La Araucanía	S/E Parque Eólico Renaico 220 kV
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	Solar Fotovoltaico	144,7	164,7	Región de Atacama	Nueva S/E Seccionadora Tamarico-Caserones 220 kV
Doña Luzma	Diésel	40,0	40,0	Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	S/E Alcones 66 kV
Parque Fotovoltaico Don Humberto	Solar Fotovoltaico	73,0	80,7	Región Metropolitana de Santiago	S/E Punta Peuco 110 kV
Ampliación BESS Parque Eólico La Cabaña	BESS	33,0	33,0 MW, 65,6 MWh Baterías	Región de La Araucanía	S/E Parque Eólico Renaico 220 kV

Proyecto	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Capacidad Instalada [MW]	Ubicación	Punto de conexión
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	BESS	60	67 MW, 120 MWh Baterías	Región Metropolitana de Santiago	S/E Punta Peuco 110 kV
Ñuble	Hidro – Pasada	136,0	136,0	Región de Ñuble	S/E Ancoa 220 kV
Las Salinas -Etapa 6	Solar Fotovoltaico	24,2	24,9	Región de Antofagasta	S/E Centinela 220 kV
Libertad II	Solar Fotovoltaico	122,0	136,3	Región de Atacama	S/E Agrosuper 23 kV
Libertad III	Solar Fotovoltaico	122,0	136,3	Región de Atacama	S/E Agrosuper 23 kV
PFV Leyda	Solar Fotovoltaico	80,0	95,2	Región de Valparaíso	S/E Leyda 110 kV
Andes Solar IIA Baterías	BESS	80	80 MW, 268,8 MWh Baterías	Región de Antofagasta	S/E Central Andes Solar IIA 23 kV
Parque Eólico Lomas de TalTal	Eólico	342,0	342,0	Región de Antofagasta	S/E Parinas 220 kV
Central Desierto de Atacama (DDA)	Solar Fotovoltaico	270	293	Región de Atacama	S/E Algarrobal 220 kV
BESS Tamaya	BESS	68,2	68,2 MW, 420 MWh Baterías	Región de Antofagasta	S/E Tamaya 110 kV
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	Solar Fotovoltaico	100,0	123,2	Región de Atacama	S/E Algarrobal 220 kV
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	Solar Fotovoltaico	187,0	220,0	Región de Tarapacá	S/E Granja Solar 220 kV
PFV Gabriela + BESS	Solar Fotovoltaico + BESS	220,0	260,7 MWp Solar + 220 MW, 1100 MWh Baterías	Región de Antofagasta	Tap Off LT 1x220 kV El Cobre-Gaby
Parque Eólico Antofagasta	Eólico	364,0	364,0	Región de Antofagasta	S/E Parinas 500 kV
Peldehue Solar	Solar Fotovoltaico	109,7	120,0	Región Metropolitana de Santiago	S/E Las Tórtolas 220 kV
PFV Cachiyuyo	Solar Fotovoltaico	50,0	53,0	Región de Atacama	Tap off LT 1x110 kV Pajonales - Dos Amigos

Tabla 3.2. Proyectos de Transmisión considerados en el Estudio.

Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Tipo	NUP
Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	198/2019	18T/2020	abr-23	OA_STxN	1529
Nueva S/E Seccionadora Roncacho	231/2019	4T/2021	jun-23	ON_STxN	1637
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	422/2017	17T/2018	nov-23	ON_STxN	1140

Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Tipo	NUP
Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	293/2018	8T/2020	dic-23	OA_STxN	1194
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Nueva Panquehue	293/2018	8T/2020	dic-23	OA_STxZ	1164
Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	abr-19	13T/2020	ene-24	ON_STxN	1158
S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV	abr-19	13T/2020	ene-24	ON_STxZ	1149
Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	abr-19	15T/2020	ene-24	ON_STxZ	1193
Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche: Incorporación de Paños de Línea	293/2018	15T/2020	ene-24	OA_STxZ	1168
Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	293/2018	15T/2020	ene-24	OA_STxZ	1169
Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche	293/2018	15T/2020	ene-24	OA_STxZ	1170

Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Tipo	NUP
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte, Tendido del Primer Circuito		5T/2019	mar-24	ON_D418	1096
Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de Línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza	198/2019	18T/2020	abr-24	OA_STxN	1526
Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	198/2019	18T/2020	abr-24	OA_STxN	1530
Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Chillán	198/2019	18T/2020	abr-24	OA_STxZ	1571
Ampliación en S/E Atacama Kozán	293/2018	15T/2021	abr-24	OA_STxZ	1154
Nueva S/E Carimallin (Ex S/E Los Notros)			abr-24	OPyM_ST	Sin Información
Subestación Seccionadora Colina 110 kV			abr-24	Art.102	3016
Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, tendido del primer circuito	231/2019	4T/2021	jun-24	ON_STxZ	1643
Nueva S/E Seccionadora Codegua	231/2019	4T/2021	jun-24	ON_STxZ	1644
Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo	231/2019	4T/2021	jun-24	ON_STxZ	1645
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito	231/2019	4T/2021	jun-24	ON_STxZ	1642

Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Tipo	NUP
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Las Vegas - Esperanza	171/2020	11T/2021	jun-24	OA_STxZ	3278
Aumento Capacidad de Línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, segmento Tap Rengo - Pelequén	293/2018	11T/2021	jun-24	OA_STxZ	1176
Aumento Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	293/2018	11T/2021	jun-24	OA_STxZ	1177
Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)	171/2020	11T/2021	jun-24	OA_STxZ	3270
Nueva S/E Caliche y línea de transmisión 2x220 kV Caliche – Geoglifos			jun-24	OPyM_ST	2144
Aumento de capacidad línea 1x110 kV Puente Alto - Las Vizcachas	19/2020		jul-24	Art.102	Sin Información
S/E Nueva Casablanca 220/66 kV		5T/2019	ago-24	ON_D418	1059
Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa		5T/2019	ago-24	ON_D418	1074
Nueva Línea 2x220 Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui		5T/2019	ago-24	ON_D418	1077
S/E Nueva Nirivilo 220/66 kV		5T/2019	ago-24	ON_D418	1080

Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Tipo	NUP
S/E Nueva Cauquenes 220/66 kV		5T/2019	ago-24	ON_D418	1081
S/E Dichato 220/66 kV		5T/2019	ago-24	ON_D418	1082
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral		5T/2019	ago-24	ON_D418	1084
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Cauquenes		5T/2019	ago-24	ON_D418	1085
Nueva Línea 2x66 Dichato – Tomé		5T/2019	ago-24	ON_D418	1086
Nueva Línea 2x66 Hualqui – Chiguayante		5T/2019	ago-24	ON_D418	1087
S/E Puerto Collahuasi y línea de transmisión 1x220 kV Tarapacá – Puerto Collahuasi			ago-24	OPyM_ST	2652
Nueva S/E Seccionadora Cahuiza			ago-24	OPyM_ST	2585
Nueva S/E Las Dunas			ago-24	OPyM_ST	Sin Información
Nueva S/E Yareta			ago-24	OPyM_ST	Sin Información
Nuevo Equipo de Compensación Reactiva (NCER AT)	185/2020	15T/2021	oct-24	ON_STxN	2409
Nueva línea de transmisión 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera	19/2020		oct-24	Art.102	Sin Información
Nuevas LT 1x220 kV Cahuiza – Las Dunas, 1x220 kV Cahuiza – Yareta y 1x220 kV Las Dunas - Yareta			nov-24	OPyM_ST	4268

Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Tipo	NUP
Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro	171/2020	11T/2021	dic-24	OA_STxN	3288
Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	171/2020	11T/2021	dic-24	OA_STxN	3288
Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama	171/2020	11T/2021	dic-24	OA_STxN	3285
Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	171/2020	11T/2021	dic-24	OA_STxN	3284
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	171/2020	11T/2021	dic-24	OA_STxN	3283
Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	171/2020	11T/2021	dic-24	OA_STxN	1337
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV	abr-19	13T/2020	ene-25	ON_STxN	1146
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	abr-19	15T/2020	ene-25	ON_STxN	1147

Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Tipo	NUP
Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	abr-19	15T/2020	ene-25	ON_STxZ	1179
S/E Nueva Metrenco 220/66 kV		5T/2019	feb-25	ON_D418	1090
Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	185/2021	13T /2022	mar-25	OA_STxZ	3876
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche, Tramo Punta de Cortés - Puneto Alto	185/2021	13T /2022	mar-25	OA_STxZ	3880
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira - Tap El Nevado	185/2021	13T /2022	mar-25	OA_STxZ	3881
Ampliación en S/E Traiguén (RTR ATMT)	171/2020	13T /2022	mar-25	OA_STxZ	3894
Seccionamiento Circuito N° 1 Línea 2x66 kV Pullinque - Los Lagos en S/E Panguipulli	185/2021	13T /2022	mar-25	OA_STxZ	3888
Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos - Atacama Kozán	abr-19	15T/2021	abr-25	ON_STxZ	1156
Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar	185/2020	15T/2021	abr-25	ON_STxZ	2410
Nueva S/E La Ligua	185/2020	15T/2021	abr-25	ON_STxZ	2411
Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera	185/2020	15T/2021	abr-25	ON_STxZ	2412
Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	185/2020	15T/2021	abr-25	ON_STxZ	2416
Nueva S/E Seccionadora Epuleufu	185/2020	15T/2021	abr-25	ON_STxZ	2414

Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Tipo	NUP
Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epulefu	185/2020	15T/2021	abr-25	ON_STxZ	2415
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV Alto Jahuel - Baja Cordillera	171/2020	15T/2021	abr-25	OA_STxZ	3290
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal	171/2020	11T/2021	jun-25	OA_STxN	3287
Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	171/2020	11T/2021	jun-25	OA_STxN	3274
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	185/2021	13T/2022	sept-25	OA_STxN	3883
Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)	185/2021	13T/2022	sept-25	OA_STxN	3886
Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé	171/2020	13T/2022	sept-25	OA_STxN	1140
Nueva Subestación Providencia	91/2020		oct-25	Art.102	Sin Información
Nueva Línea de Transmisión Subterránea 2x110 kV Vitacura - Providencia	91/2020		oct-25	Art.102	Sin Información
Nueva S/E Seccionadora Buenavista	229/2021	15T/2022	dic-25	ON_STxZ	3078
Nueva S/E Seccionadora Buli	229/2021	15T/2022	dic-25	ON_STxZ	3079
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	185/2021	15T/2022	dic-25	OA_STxZ	3882

Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Tipo	NUP
Seccionamiento Línea 1x66 kV Teno - Curicó en S/E Rauquén 66 kV (BS)	185/2021	15T/2022	dic-25	OA_STxZ	3889
Aumento de capacidad tramo de línea 1x66 kV Teno – Rauquén			oct-23	OEO_D418	2614
Proyecto Chiloé – Gamboa			ene-24	OEO_D418	943

3.3.3 Escenarios de Operación

En atención al comportamiento particular de la distribución de la demanda y a las características del despacho de generación que presenta el sistema en distintos periodos del año, el estudio contempla escenarios base de operación representativos de periodos estacionales con similares características de la demanda y del tipo de despacho de generación.

Los escenarios base de operación consideran una demanda estimada para la hora de mayor demanda del sistema, para cada uno de los periodos estacionales, y un escenario particular para la hora de menor demanda anual. Del conjunto de escenarios base, se buscan los perfiles de demanda de cada ACT buscando la condición más desfavorable desde el punto de vista del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva.

Para el suministro de las demandas estacionales en los distintos escenarios base de operación, se utilizan despachos de generación acordes con la programación de la generación para una condición hidrológica media y seca, considerando las indisponibilidades de generación por mantenimientos según el Programa de Mantenimiento Mayor, y la variabilidad del recurso eólico y fotovoltaico. Estos despachos fueron desarrollados por el Departamento de Programación de la Gerencia de Operación. Los escenarios resultantes se indican en la siguiente tabla.

Tabla 3.3. Demanda por Escenario.

	Feb 25 (E1)	Mar 25 (E2)	Jun 25 (E3)	Dic 25 (E4)	Mar 25 (E5)	Abr 25 (E6)
Demanda Alta/Baja	DA	DA	DA	DA	DB	DB
% Gen ERV	54	68	62	53	52	59
% Gen Convencional	46	32	38	47	48	41

	Feb 25 (E1)	Mar 25 (E2)	Jun 25 (E3)	Dic 25 (E4)	Mar 25 (E5)	Abr 25 (E6)
Demanda Alta/Baja	DA	DA	DA	DA	DB	DB
Demanda SEN (MW)	11318	11510	11395	11806	7580	7517

Cabe señalar que estos escenarios consideran las restricciones de inercia mínima de la zona Norte Grande determinadas en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión vigente a la fecha de elaboración de los escenarios de operación base (versión 2022), las que se indican en la tabla siguiente. Estas restricciones representan la necesidad de contar con generación sincrónica en dicha zona para tener un adecuado control dinámico de tensión ante las contingencias simples más críticas y en escenarios con altas transferencias entre dicha zona y el resto del sistema.

Tabla 3.4. Restricciones de inercia mínima zona Norte Grande [GVAs].

Escenario	N° unidades centrales Guacolda en servicio	
	2	0
Día	7	9
Noche	6.8	8.2

3.3.4 Supuestos operativos

La modelación de los escenarios base contempla los siguientes supuestos:

- Para la gran mayoría de las unidades de generación convencionales, cuyos modelos homologados no incorporan el diagrama PQ real de la unidad, se asume un diagrama PQ rectangular, esto es, que la potencia reactiva no es función de la potencia activa, considerando los límites de potencia reactiva mínimo y máximo incluidos en su modelo.
- En las simulaciones estáticas (flujos de potencia), se asume el modelo de consumo de potencia constante. El factor de potencia utilizado corresponde al obtenido de las mediciones de facturación.
- Las capacidades de transmisión en el sistema nacional quedan determinadas por las restricciones operacionales vigentes.
- La modelación estática de los CER considera la incorporación del estatismo propio de cada uno de éstos, de manera que permita el aporte del resto de las centrales que inyectan en su barra de control.
- La operación de los parques ERV se considera del modo PQ dentro de los límites definidos en la NT.
- El rango aceptable de tensión en p.u. se considerará en base a la tensión de servicio.

3.4 Metodología

En el desarrollo de la metodología del estudio se pueden distinguir tres etapas, las cuales son aplicadas en cada ACT. La primera, basada en simulaciones de flujos estáticos, permite determinar los recursos de potencia reactiva que deben estar sincronizados al sistema en estado normal, las contingencias simples más críticas en términos de requerimientos de potencia reactiva y las barras más débiles en operación normal y post contingencia, respecto del control de tensión. Además, se estiman las reservas de potencia reactiva necesarias para afrontar la contingencia más crítica en cada ACT y, por último, verificar el margen de potencia reactiva disponible para evitar un eventual colapso de tensión (curvas QV).

La segunda etapa, contempla la realización de simulaciones dinámicas de la evolución en el tiempo que experimenta la tensión en las barras más débiles de cada área de CT, ante la aplicación de la contingencia simple más exigente en requerimientos de potencia reactiva, de manera que se verifiquen las exigencias del comportamiento dinámico de la tensión.

Para la tercera etapa se realiza un análisis para establecer las prioridades de los recursos de control de tensión en cada una de las áreas de CT, en base a:

- Estimación de la Efectividad de Control de Tensión de los recursos disponibles para las principales barras en cada Área de CT.
- Reserva de Potencia reactiva para afrontar la contingencia más crítica en cada Área de CT.

Se entregan rankings de efectividad de los recursos en el CT de las correspondientes barras, para cada una de las ACT consideradas (Ver Anexo 6.4).

Se proporcionan criterios generales de prioridad para los recursos de CT de acuerdo con los atributos de cada uno de los recursos de CT (Ver Anexo 6.5).

Los atributos de los recursos de control de tensión existentes en cada área de control de tensión son identificados y caracterizados, de forma de determinar el aporte de dichos recursos al control de tensión (Ver Anexo 6.6).

En la figura siguiente, se presenta un diagrama de flujo de la metodología aplicada en el desarrollo del estudio.

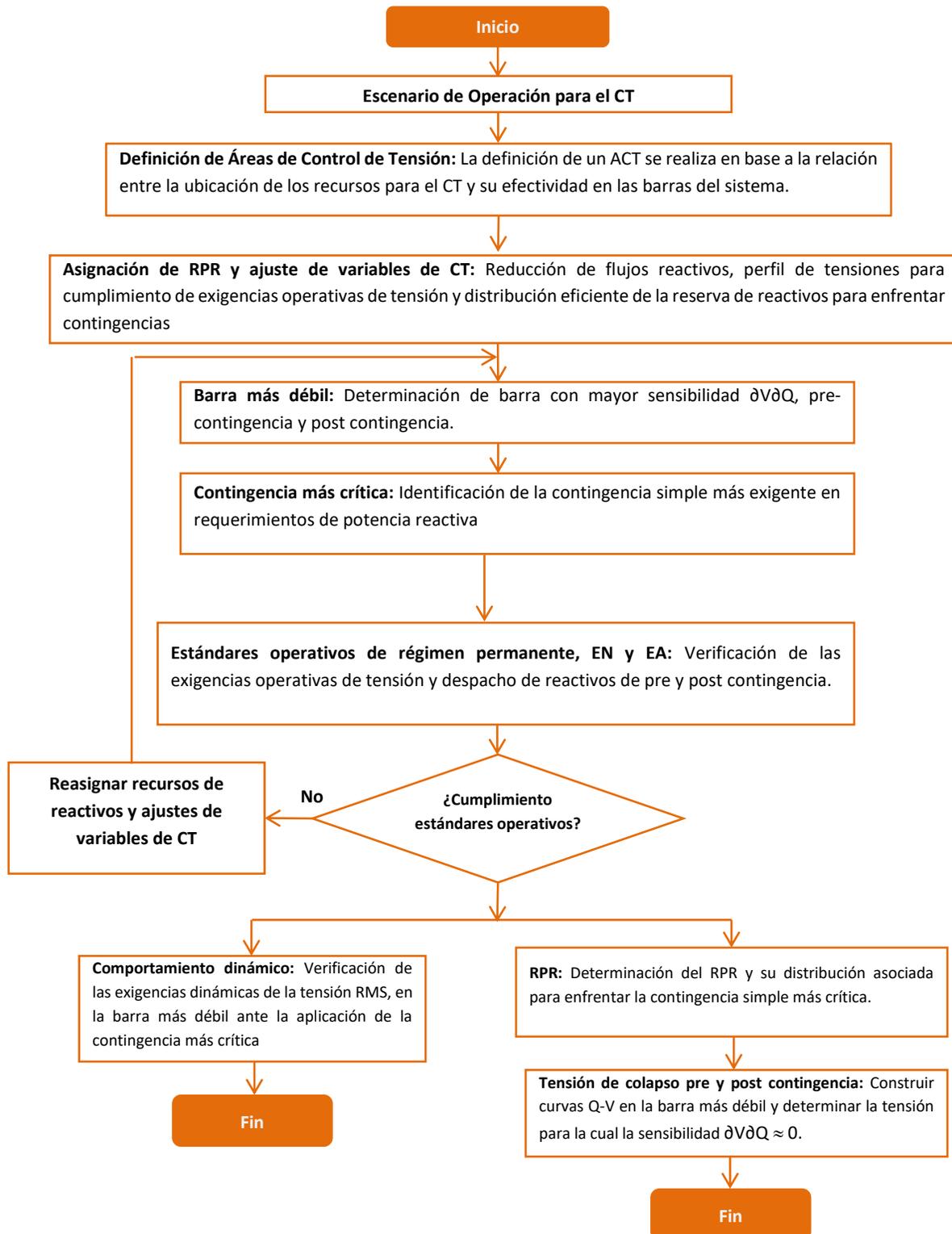


Figura 3.2. Metodología para el desarrollo del ECT y RPR.

4 DESARROLLO DEL ESTUDIO

En este capítulo, se describen las áreas de control de tensión y características de los escenarios de operación simulados, y además se muestran los principales resultados obtenidos a partir de la metodología especificada en la sección 3.4.

4.1 Áreas de Control de Tensión

Las particulares características del Sistema Eléctrico Nacional, tales como su topología longitudinal muy extendida, líneas de transmisión de gran longitud, una distribución concentrada y no uniforme de los consumos y generación, junto con la existencia de recursos de potencia reactiva de características muy disímiles, sumado a que el control de tensión se debe realizar principalmente de manera local, hacen que se aborde el problema de CT por áreas de control de tensión específicas, de forma que los recursos en esa área sean los más efectivos. Estas ACT se definen como se indica a continuación:

- Área Norte Grande: comprendida por las instalaciones desde la S/E Los Changos hacia el norte.
- Área Norte Chico: comprende las instalaciones desde la S/E Parinas 500 kV, por el norte, hasta las SS/EE Polpaico 500 kV, Nueva Los Pelambres 220 kV y Los Vilos 220 kV, por el sur.
- Área Centro Norte: comprende a las instalaciones desde las SS/EE Polpaico 500 kV, Nueva Los Pelambres 220 kV y Los Vilos 220 kV, hasta la S/E Alto Jahuel 500 y 220 kV.
- Área Centro-Sur: comprende las instalaciones desde la S/E Alto Jahuel 500, 220 y 154 kV, hasta las SS/EE Cautín 220 kV y Temuco 220 kV.
- Área Sur: Comprende las instalaciones desde la S/E Cautín 220 kV hacia el sur.

4.2 Área de CT 1: Norte Grande

4.2.1 Escenarios analizados

El ACT Norte Grande, que se encuentra desde la SE Los Changos hacia el extremo norte del país, se caracteriza por presentar consumos de tipo industrial, y se distinguen dos subáreas de CT: la subárea sur, que se compone principalmente por las SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV, Likanantay 220 kV y Puri 220 kV, y la subárea Norte-Centro, que se compone por las SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV al norte.

El subconjunto de casos analizados para el ACT 1 se especifican en las tablas a continuación.

Tabla 4.1. Escenarios de operación para el análisis del ACT Norte Grande subárea Norte-Centro

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E1	2082	2977	2428
E3	2128	2946	2196
E5	2025	1733	1061

Tabla 4.2. Escenarios de operación para el análisis del ACT Norte Grande subárea Sur

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E1	896	318	318
E3	807	442	442
E5	653	501	501

Debido a la característica enmallada de la Zona Norte Grande del sistema, no existe un recurso principal de control de tensión, sino que la labor de control de tensión es ejercida por las centrales sincrónicas y el SVC Domeyko, con el apoyo de los elementos shunt (reactores y condensadores) para dar margen de reserva de reactivos y la absorción e inyección en el punto de conexión de los parques ERV de acuerdo con lo requerido en la normativa.

Esta ACT posee una alta capacidad instalada de ERV, por ello se crearon tres escenarios E1, E3 y E5, en los que se estudiarán diversos escenarios de operación, con el objetivo de analizar condiciones con y sin los parques solares (alta y baja penetración ERV). Estos escenarios consideran el seccionamiento de la línea Andes - Nva. Zaldivar 220 kV, con la incorporación de la S/E Likanantai 220 kV y el doble circuito Parinas – Likanantai 220 kV, cuyo ingreso en operación se estima para enero del año 2025.

4.2.2 Subárea Norte-Centro

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de control dinámico de tensión:

- Central Cochrane (CCH1 y CCH2)
- Central Angamos (ANG1 y ANG2)

- Central IEM
- Central Andina
- Unidad Tocopilla U16
- Cerro Dominador-TV (CSP)
- Central Geotérmica Cerro Pabellón

El detalle de despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

4.2.2.1 Contingencias Simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Desconexión Cochrane U1
- Desconexión Angamos U1
- Desconexión IEM U1
- Desconexión PFV Atacama Solar II
- Desconexión PFV CEME 1
- Desconexión PFV Las Salinas
- Falla de la línea Cóndores-Parinacota 220 kV
- Falla de la línea Cochrane-Encuentro C2 220 kV
- Falla de la línea Encuentro-Ana María C2 220 kV
- Falla de la línea Laberinto - Kimal C2 220 kV
- Falla de la línea Lagunas - Ana María C2 220 kV
- Falla de la línea Lagunas - Cahuiza C1 220 kV
- Falla de la línea N. Pozo Almonte - Cóndores 220 kV
- Falla de la línea O'Higgins-Kapatur C1 220 kV
- Falla de la línea Palpana - R.Tomic 220 kV (Carga R.Tomic)
- Falla de la línea Puerto Patache - Cóndores 220 kV
- Falla de la línea Kimal - Los Changos C2 500kV
- Falla de la línea Los Changos - Parinas C2 500kV
- Desconexión Reactor K1 Parinas 500 kV
- Desconexión Reactor Los Changos 500 kV
- Desconexión Trafo Parinas 525_230_66kV

4.2.2.2 Análisis de resultados Escenario E1

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencia del escenario E1.

a) Descripción del Escenario E1

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Parques ERV inyectando/absorbiendo reactivos en su punto de conexión de acuerdo con lo exigido en la NT.
- Central Chapiquiña
- Central PAM

S/E A (Chuquicamata):

- 0 de 1 banco de CCEE 1x27 MVar

S/E Arica:

- 0 de 3 bancos de CCEE 1x2.5 MVar
- 1 de 1 reactor 1x3 MVar

S/E Calama

- 0 de 2 bancos de CCEE 1x2.5 MVar

S/E Cóndores:

- 0 de 2 bancos de CCEE 1x15MVar
- 1 de 1 reactor 1x30 MVar

S/E Crucero

- 1 de 1 reactor 1x24 MVar

S/E Laberinto

- 2 de 2 reactores 1x20 MVar

S/E Lagunas:

- 0 de 1 banco de CCEE 1x40MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x60MVar
- 1 de 1 reactor 1x30 MVar

S/E Parinacota

- 1 paso de 1 banco de CCEE 2x10MVar

S/E Pozo Almonte

- 1 de 1 reactor 1x24 MVar

S/E Tap off Oeste

- 0 de 1 banco de CCEE 1x0.3MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x0.7MVar

- 0 de 1 banco de CCEE 1x1.5 MVAR
- 0 de 1 banco de CCEE 1x3MVAR

S/E Los Changos

- 1 de 1 reactor 1x174.9 MVAR

S/E Parinas

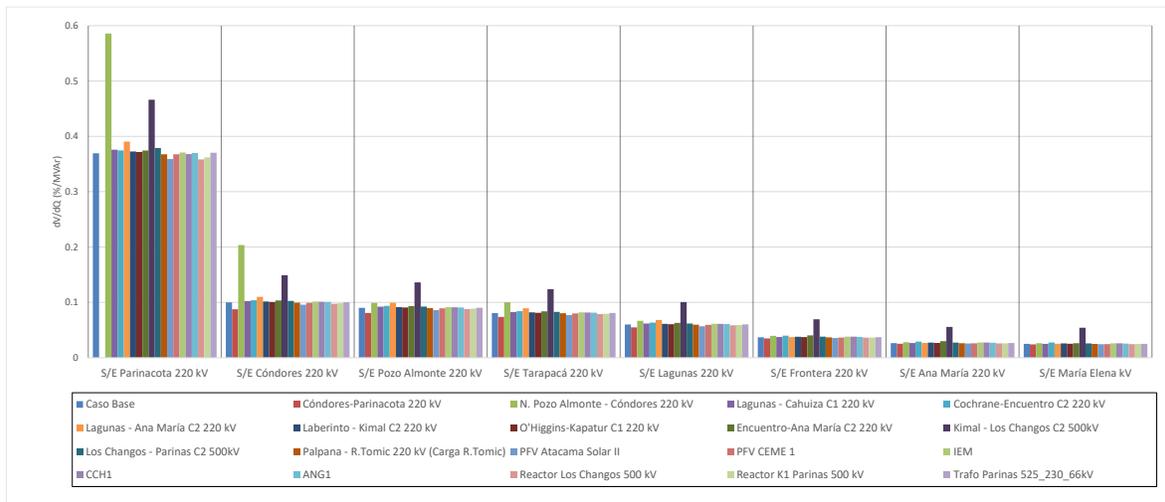
- 2 de 2 reactores 1x150MVAR

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron simultáneamente, las siguientes medidas operacionales:

- Apertura de la línea Parinacota-Roncacho 220 kV/220 kV.
- Apertura de la línea Roncacho-Nva Pozo Almonte 220 kV.
- Apertura de la línea Kimal - Los Changos C1 500kV.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para distintas barras del ACT, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.



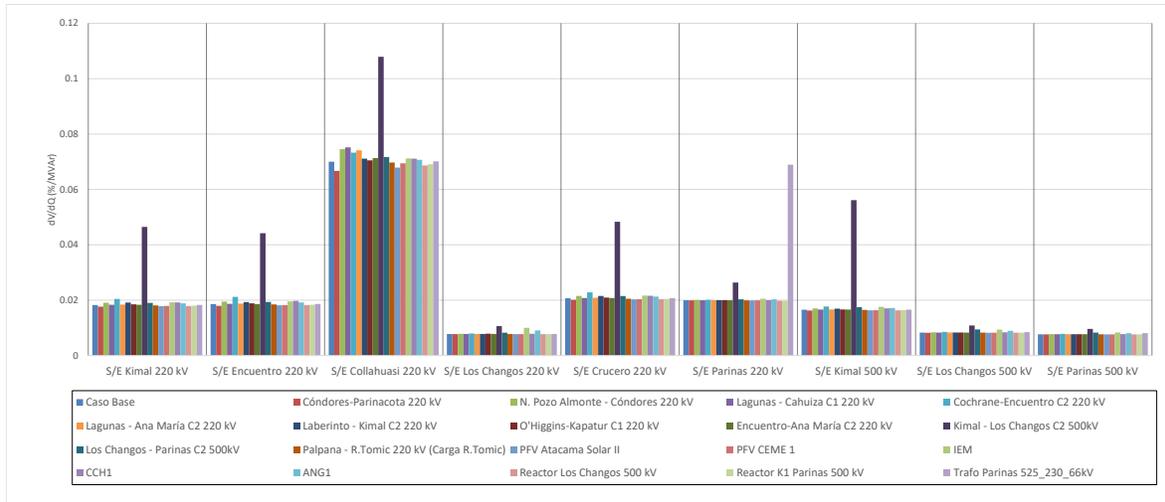


Figura 4.1. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV y 500 kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E1.

El gráfico anterior muestra que, en condiciones normales de operación, la barra de S/E Parinacota 220 kV es la más débil, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde también a la de S/E Parinacota 220 kV para la falla de la línea N. Pozo Almonte - Cóncores 220 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220 kV y 500 kV en condiciones normales y post contingencia.

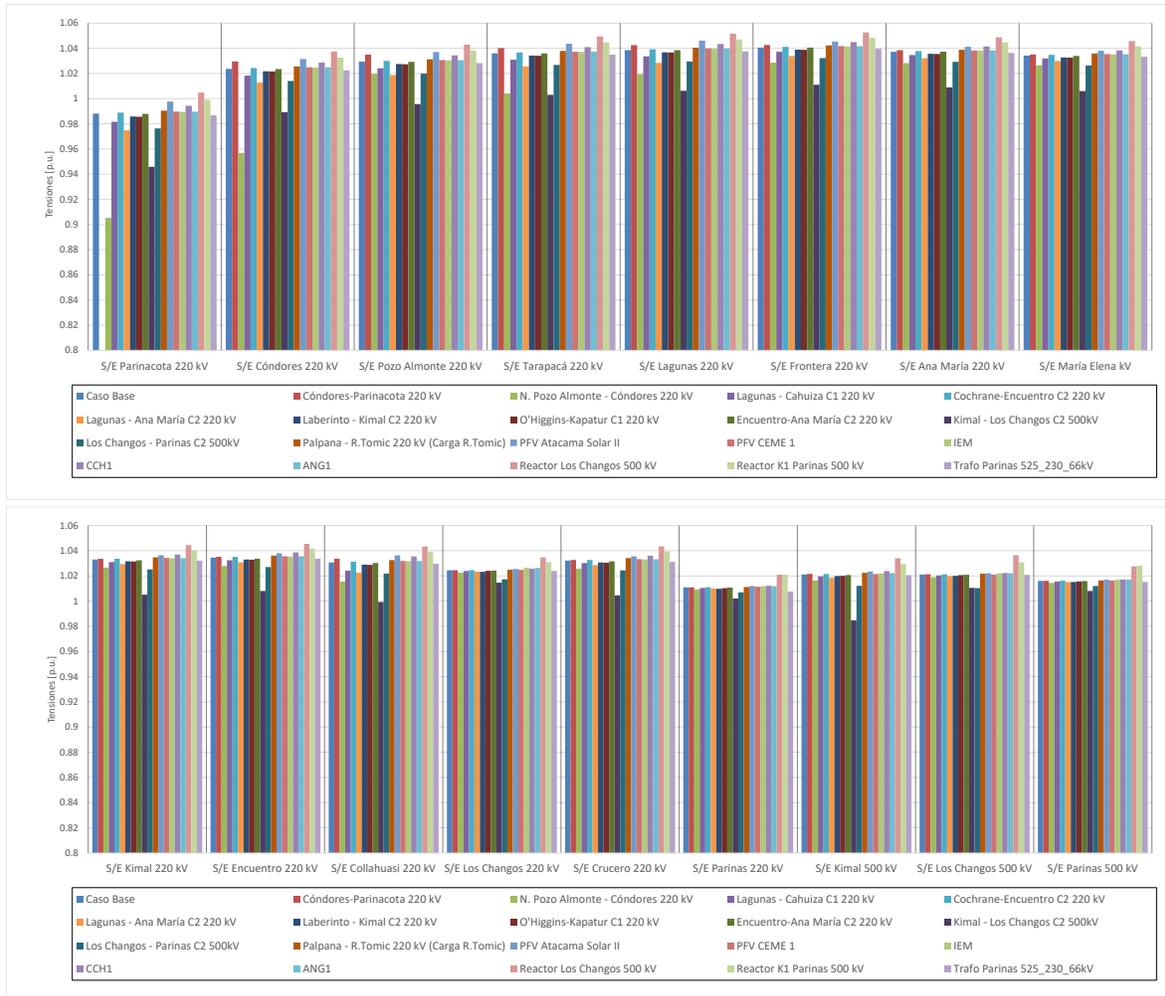


Figura 4.2. Tensiones en barras de 220kV y 500 kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E1.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión de la Subárea Norte-Centro del ACT Zona Norte Grande. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea sur y ACT adyacente.

Tabla 4.3. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E1 para diversas contingencias.

Elemento		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																					
		Córdores-Parinacota 220 kV		N. Pozo Almonte Córdores 220 kV		Lagunas - Cahuiza C1 220 kV		Cochrane-Encuentro C2 220 kV		Lagunas - Ana María C2 220 kV		Laberinto - Kimal C2 220 kV		O'Higgins-Kapatur C1 220 kV		Encuentro-Ana María C2 220 kV		Kimal - Los Changos C2 500kV		Los Changos - Parinas C2 500kV		Palpana - R.Tomic 220 kV (Carga R.Tomic)		PFV Atacama Solar II		PFV CEME 1		IEM		CCH1		ANG1		Reactor Los Changos 500 kV		Reactor K1 Parinas 500 kV		Trafo Parinas 525_230_66kV	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
CSP C. Dominado	-0.5	19%	4.9	15%	1.5	15%	-0.4	-1%	2.7	15%	1.1	9%	1.2	16%	0.6	17%	19.1	13%	5.4	8%	-1.1	15%	-2.5	15%	-0.7	17%	-0.8	6%	-3.0	9%	-0.7	5%	-7.8	8%	-3.1	8%	0.7	11%	
C.Pab. U1	-0.1	4%	1.1	4%	0.3	4%	-0.1	0%	0.6	4%	0.3	2%	0.3	4%	0.1	3%	4.8	3%	1.4	2%	-0.4	5%	-0.6	4%	-0.2	5%	-0.2	2%	-0.7	2%	-0.2	1%	-2.0	2%	-1.3	2%	0.2	3%	
C.Pab. U2	-0.1	4%	1.1	3%	0.3	3%	-0.1	0%	0.6	3%	0.3	2%	0.3	4%	0.1	3%	4.8	3%	1.3	2%	-0.4	5%	-0.6	4%	-0.2	5%	-0.2	2%	-0.7	2%	-0.2	1%	-1.9	2%	-1.3	2%	0.2	3%	
C.Pab. U3	-0.1	2%	0.7	2%	0.2	2%	-0.1	0%	0.4	2%	0.2	1%	0.2	2%	0.1	2%	2.9	2%	0.8	1%	-0.6	3%	-0.4	2%	-0.1	3%	-0.1	1%	-0.4	1%	-0.1	1%	-1.7	1%	-0.8	1%	0.1	2%	
ANG1	-0.1	7%	4.0	13%	1.2	13%	-0.3	-1%	2.2	13%	2.6	20%	0.8	11%	0.4	12%	20.8	15%	14.3	21%	-0.6	11%	-2.2	14%	-0.6	19%	-3.9	40%	-2.4	7%			-20.6	21%	-13.2	21%	1.1	18%	
ANG2	-0.2	7%	3.9	13%	1.2	12%	-0.3	-1%	2.2	13%	2.6	20%	0.8	11%	0.4	12%	20.7	15%	14.3	21%	-0.8	11%	-2.2	14%	-0.8	19%	-3.9	40%	-2.6	7%	-6.3	45%	-20.5	21%	-13.1	20%	1.1	17%	
CCH1	-0.6	23%	5.3	17%	1.6	17%	19.9	52%	3.0	17%	1.2	9%	1.3	18%	0.7	18%	20.8	15%	5.9	8%	-1.3	18%	-2.5	16%	0.3	8%	-0.5	5%			-0.7	5%	-8.5	9%	-4.5	9%	0.7	12%	
CCH2	-0.6	23%	5.3	17%	1.6	17%	19.8	52%	2.9	17%	1.2	9%	1.3	18%	0.7	18%	20.7	15%	5.9	8%	-1.3	18%	-2.5	15%	0.3	8%	-0.5	5%	-21.4	62%	-0.7	5%	-8.5	8%	-4.5	9%	0.7	12%	
IEM	-0.3	11%	5.4	17%	1.7	17%	-0.4	-1%	3.0	17%	3.4	27%	1.1	15%	0.6	16%	27.9	20%	20.1	29%	-1.1	15%	-2.9	17%	-0.6	19%			-3.0	10%	-5.2	37%	-28.9	29%	-18.5	29%	1.4	23%	
T_INTERNO	-2.5	100%	31.5	100%	9.8	100%	38.0	100%	17.7	100%	12.6	100%	7.3	100%	3.7	100%	142.5	100%	69.4	100%	-7.4	100%	-16.4	100%	-4.2	100%	-9.9	100%	-34.6	100%	-14.1	100%	-99.9	100%	-64.2	100%	6.0	100%	

Tabla 4.4. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E1 para diversas contingencias

Falla Transferencia		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																		
		Córdores-Parinacota 220 kV	N. Pozo Almonte - Córdores 220 kV	Lagunas - Cahuiza C1 220 kV	Cochrane-Encuentro C2 220 kV	Lagunas - Ana María C2 220 kV	Laberinto - Kimal C2 220 kV	O'Higgins-Kapatur C1 220 kV	Encuentro-Ana María C2 220 kV	Kimal - Los Changos C2 500kV	Los Changos - Parinas C2 500kV	Palpana - R.Tomic 220 kV (Carga R.Tomic)	PFV Atacama Solar II	PFV CEME 1	IEM	CCH1	ANG1	Reactor Los Changos 500 kV	Reactor K1 Parinas 500 kV	Trafo Parinas 525_230_66 kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	-2.5	31.5	9.8	38.0	17.7	12.6	7.3	3.7	142.5	69.4	-7.4	-16.4	-4.2	-9.9	-34.6	-14.1	-99.9	-64.2	6.0	
NGN-NGS	1.3	10.2	3.2	-0.9	5.8	8.6	10.7	1.2	57.1	22.9	0.1	-8.6	-9.3	-5.1	-9.3	-5.3	-84.3	-25.4	-17.6	
NGN-NCH	6.1	10.7	3.4	-1.0	6.3	5.9	3.0	1.2	51.8	26.9	5.9	-15.7	-26.1	-17.0	-15.7	-14.0	-77.2	-81.5	5.5	
TOTAL	4.9	52.4	16.5	36.2	29.9	27.1	21.0	6.0	251.4	119.2	-1.5	-40.8	-39.6	-31.9	-59.6	-33.3	-211.4	-171.1	-6.1	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del Subárea Norte-Centro del ACT corresponde a la falla de un circuito de la línea Kimal - Los Changos C2 500kV el que precisa de una reserva interna de 142.5 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (20%), las centrales de Angamos U1 y U2 (15% c/u) y las centrales de Cochrane U1 y U2 (15% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 251.4 MVar.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del Reactor Los Changos, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Norte-Centro de la ACT de 99.9 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (29%) y por las centrales Angamos U1 y U2 (21% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 211.4 MVar.

a) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil

Para la barra Parinacota 220 kV (barra más débil pre y post contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

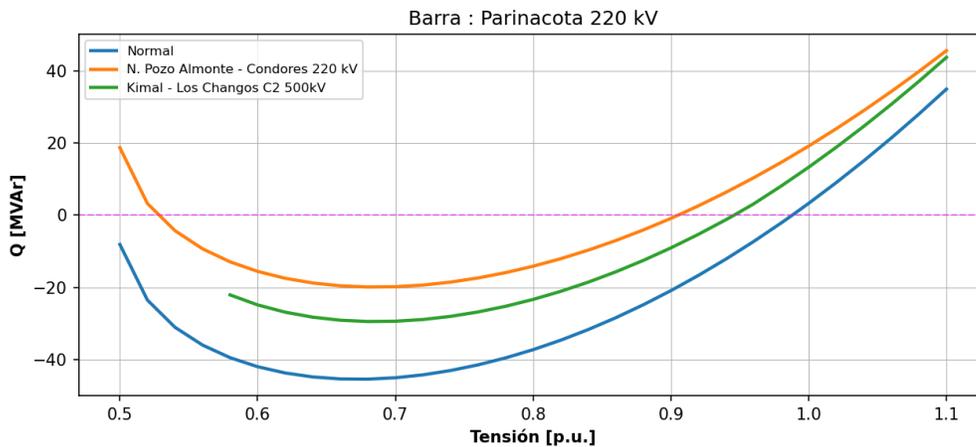


Figura 4.3. Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E1.

Tabla 4.5. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E1.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Normal	0.99	0.95-1.05	0.68	-45
N. Pozo Almonte - Cóncores 220 kV	0.91	0.93-1.07	0.68	-20
Kimal - Los Changos C2 500kV	0.95	0.93-1.07	0.68	-29

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que las tensiones en la barra Parinacota 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables, excepto para la contingencia de la línea N. Pozo Almonte - Cóndores 220 kV en donde la tensión presenta un valor de 0.91 p.u., por debajo del límite inferior aceptable en contingencia. Por otra parte, debido a que en post contingencia la tensión disminuye en la mayoría de los casos, leves variaciones de requerimientos de reactivos podrían implicar también que la tensión de la barra quede fuera de los rangos aceptables.

4.2.2.3 Análisis de resultados Escenario E3

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

a) Descripción del Escenario E3

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Parques ERV inyectando/absorbiendo reactivos en su punto de conexión de acuerdo con lo exigido en la NT.
- Central Chapiquiña
- Central PAM

S/E A (Chuquicamata):

- 1 de 1 banco de CCEE 1x27 MVar

S/E Arica:

- 0 de 3 bancos de CCEE 1x2.5 MVar
- 1 de 1 reactor 1x3 MVar

S/E Calama

- 0 de 2 bancos de CCEE 1x2.5 MVar

S/E Cóndores:

- 0 de 2 bancos de CCEE 1x15MVar
- 1 de 1 reactor 1x30 MVar

S/E Crucero

- 1 de 1 reactor 1x24 MVar

S/E Laberinto

- 2 de 2 reactores 1x20 MVar

S/E Lagunas:

- 0 de 1 banco de CCEE 1x40MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x60MVar
- 1 de 1 reactor 1x30 MVar

S/E Parinacota

- 0 pasos de 1 banco de CCEE 2x10MVar

S/E Pozo Almonte

- 1 de 1 reactor 1x24 MVar

S/E Tap off Oeste

- 0 de 1 banco de CCEE 1x0.3MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x0.7MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x1.5 MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x3MVar

S/E Los Changos

- 1 de 1 reactor 1x174.9 MVar

S/E Parinas

- 2 de 2 reactores 1x150MVar

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron simultáneamente las siguientes medidas operacionales:

- Apertura de la línea Parinacota-Roncacho 220 kV.
- Apertura de la línea Roncacho-Nva Pozo Almonte 220 kV.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras del ACT, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

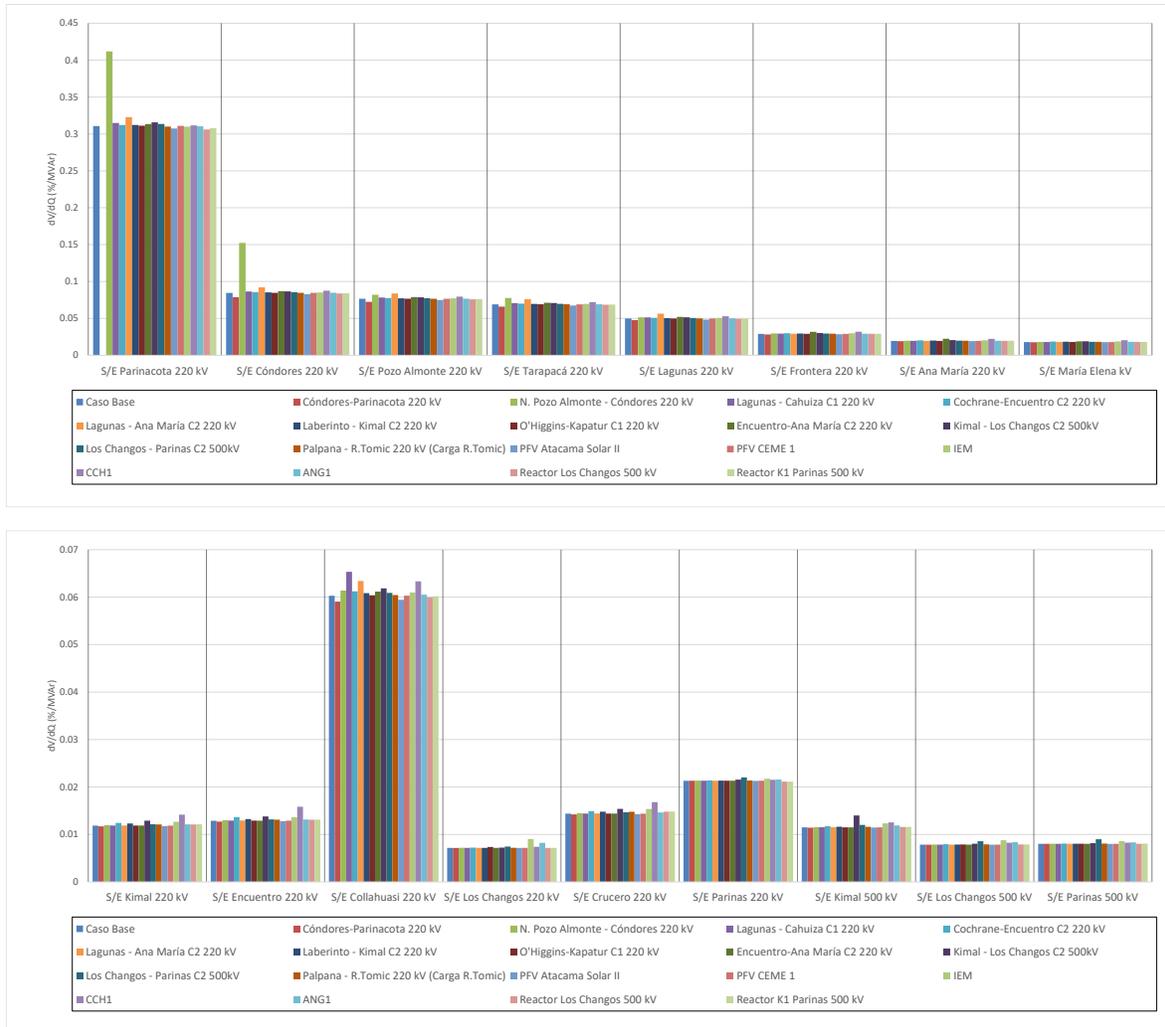


Figura 4.4. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV y 500 kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E3.

A partir del gráfico anterior se puede observar que en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Parinacota 220 kV. La barra más débil en condiciones post contingencia sigue siendo la S/E Parinacota 220 kV para la falla en la línea N. Pozo Almonte - Cóndores 220 kV. Además, se puede apreciar que, para la mayor parte de las fallas, las barras en análisis no cambian significativamente su sensibilidad. Esto se puede explicar por la característica enmallada del sistema y porque existe más de un elemento de control de tensión en cada nodo PV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.], de un conjunto de barras de la subárea Norte-Centro de la ACT Norte Grande, son seleccionadas de acuerdo con la variación porcentual de la tensión, y se presentan a continuación.

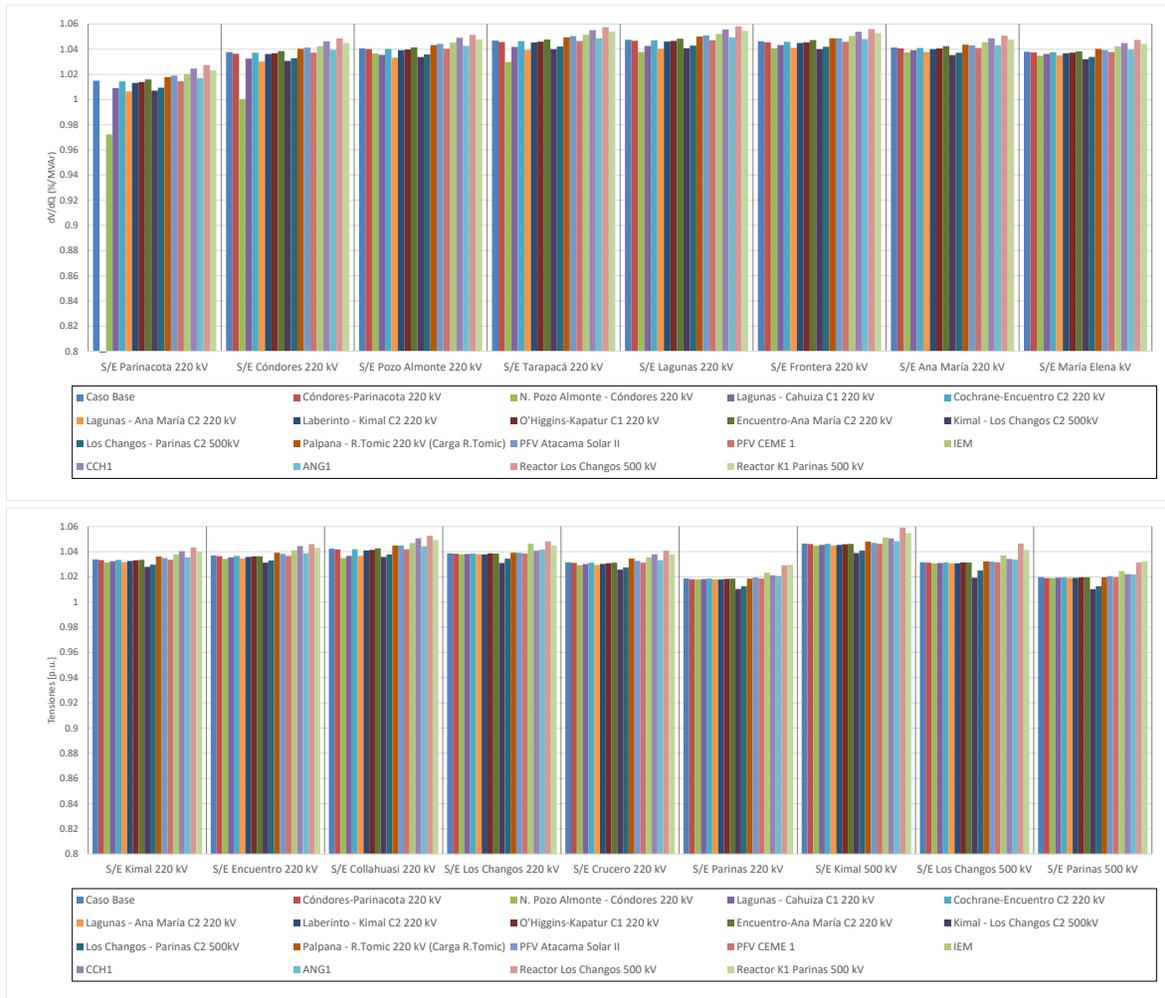


Figura 4.5. Tensiones en barras de 220kV y 500 kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E3.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión de la Subárea Norte-Centro del ACT Zona Norte Grande. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea sur y ACT adyacente.

Tabla 4.6. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E3 para diversas contingencias.

Elemento Falla		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																			
		Córdones-Parinacota 220 kV		N. Pozo Almonte-Córdones 220 kV		Lagunas-Cahuiza C1 220 kV		Cochrane-Encuentro C2 220 kV		Lagunas - Ana María C2 220 kV		Laberinto - Kimal C2 220 kV		O'Higgins-Kapatur C1 220 kV		Encuentro-Ana María C2 220 kV		Kimal - Los Changos C2 500kV		Los Changos - Parinas C2 500kV		Palpana - R.Tomic 220 kV (Carga R.Tomic)		PFV Atacama Solar II		PFV CEME 1		IEM		CCH1		ANG1		Reactor Los Changos 500 kV		Reactor K1 Parinas 500 kV	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
CSP C. Dominador	0.4	8%	2.0	11%	1.2	11%	0.3	1%	1.8	11%	0.9	7%	0.6	8%	0.5	15%	4.2	5%	2.9	6%	1.6	11%	0.9	10%	0.3	11%	-2.5	5%	55.3	14%	-1.2	4%	-6.6	6%	-4.1	6%	
C.Pab. U1	0.1	2%	0.4	2%	0.2	2%	0.1	0%	0.4	2%	0.2	2%	0.1	2%	0.1	2%	1.0	1%	0.7	1%	-0.8	3%	-0.2	2%	0.0	2%	-0.4	1%	-0.4	1%	-0.3	1%	-0.4	0%	-0.4	1%	
C.Pab. U2	0.1	2%	0.4	2%	0.2	2%	0.1	0%	0.4	2%	0.2	2%	0.1	2%	0.1	2%	1.0	1%	0.7	1%	-0.8	3%	-0.2	2%	0.0	2%	-0.4	1%	-0.4	1%	-0.3	1%	-0.4	0%	-0.4	1%	
C.Pab. U3	0.1	1%	0.3	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.2	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.6	1%	0.4	1%	-0.3	2%	-0.1	1%	0.0	1%	-0.6	1%	-1.0	3%	-0.2	1%	-1.7	1%	-1.0	1%	
Andina	0.4	8%	1.3	7%	0.8	7%	0.2	1%	1.2	7%	1.8	13%	2.3	31%	0.2	7%	5.5	6%	3.5	7%	1.1	7%	0.7	8%	0.2	7%	4.5	8%	8.6	9%	-1.9	7%	-7.6	7%	-5.3	7%	
ANG1	0.6	13%	1.6	9%	1.0	9%	0.2	1%	1.5	9%	1.7	12%	0.0	0%	0.3	8%	15.4	18%	8.6	17%	-1.0	7%	-0.9	10%	0.2	9%	-15.4	28%	4.4	11%	-9.7	34%	-19.1	17%	-12.8	17%	
ANG2	0.6	13%	1.6	9%	1.0	9%	0.2	1%	1.5	9%	1.7	12%	0.0	0%	0.3	8%	15.4	18%	8.5	16%	-1.0	7%	-0.9	10%	0.2	9%	-15.3	28%	4.3	11%	-9.7	34%	-19.1	17%	-12.8	17%	
CCH1	0.7	13%	3.3	18%	2.0	18%	28.6	93%	2.9	18%	1.5	11%	1.0	13%	0.8	24%	7.0	8%	4.9	9%	-2.6	18%	-1.5	17%	0.4	18%	-4.9	9%	-2.1	7%	-11.0	10%	17.3	10%			
Hornitos	0.4	8%	1.3	7%	0.8	7%	0.2	1%	1.2	7%	1.8	13%	2.4	31%	0.2	7%	5.6	6%	3.5	7%	1.1	8%	0.7	8%	0.2	8%	4.6	8%	3.7	10%	-1.9	7%	-7.7	7%	-5.4	7%	
IEM	0.9	17%	2.2	12%	1.3	12%	0.3	1%	2.0	12%	2.2	16%	0.0	0%	0.4	11%	21.7	25%	12.0	23%	1.4	9%	-1.0	12%	0.3	12%	-5.5	14%	-8.3	29%	-26.9	23%	-17.9	23%			
UI6	0.8	16%	3.7	20%	2.1	20%	0.5	2%	3.2	20%	1.8	13%	1.0	13%	0.5	15%	8.7	10%	6.1	12%	-3.3	23%	-1.6	19%	0.4	19%	5.9	11%	-9.4	25%	-2.4	9%	-13.8	12%	-9.2	12%	
T_INTERNO	5.2	100%	18.2	100%	10.7	100%	30.6	100%	16.2	100%	14.0	100%	7.6	100%	3.4	100%	86.0	100%	51.8	100%	-14.3	100%	-8.6	100%	2.3	100%	-55.1	100%	-38.3	100%	-28.3	100%	-114.5	100%	-76.9	100%	

Tabla 4.7. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E3 para diversas contingencias

Falla Transferencia		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																	
		Córdones-Parinacota 220 kV	N. Pozo Almonte - Córdones 220 kV	Lagunas - Cahuiza C1 220 kV	Cochrane-Encuentro C2 220 kV	Lagunas - Ana María C2 220 kV	Laberinto - Kimal C2 220 kV	O'Higgins-Kapatur C1 220 kV	Encuentro-Ana María C2 220 kV	Kimal - Los Changos C2 500kV	Los Changos - Parinas C2 500kV	Palpana - R.Tomic 220 kV (Carga R.Tomic)	PFV Atacama Solar II	PFV CEME 1	IEM	CCH1	ANG1	Reactor Los Changos 500 kV	Reactor K1 Parinas 500 kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	5.2	18.2	10.7	30.6	16.2	14.0	7.6	3.4	86.0	51.8	-14.3	-8.6	2.3	-55.1	-38.3	-28.3	-114.5	-76.9	
NGN-NGS	3.1	3.7	2.2	0.5	3.4	6.2	7.9	0.7	20.9	13.2	0.3	-3.7	0.5	-18.3	-12.1	-8.3	-28.8	-22.7	
NGN-NCH	1.1	4.5	2.6	0.6	4.0	3.6	1.1	0.7	52.4	39.8	4.0	-2.3	0.6	-23.8	-13.2	-9.4	-65.1	-71.4	
TOTAL	9.4	26.5	15.5	31.7	23.6	23.8	16.6	4.7	159.3	104.8	-18.0	-14.6	3.4	-97.2	-63.7	-46.0	-208.4	-171.1	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del Subárea Norte-Centro del ACT corresponde a la falla de un circuito de la línea Kimal - Los Changos C2 500kV, el que precisa de una reserva interna de 86 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (25%) y por las centrales de Angamos U1 y U2 (18% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 159.3 MVar.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del Reactor Los Changos, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Norte-Centro de la ACT de 114.5 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (23%) y por las centrales Angamos U1 y U2 (17% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 208.4 MVar.

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil

Para la barra Parinacota 220 kV (barra más débil pre y post contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

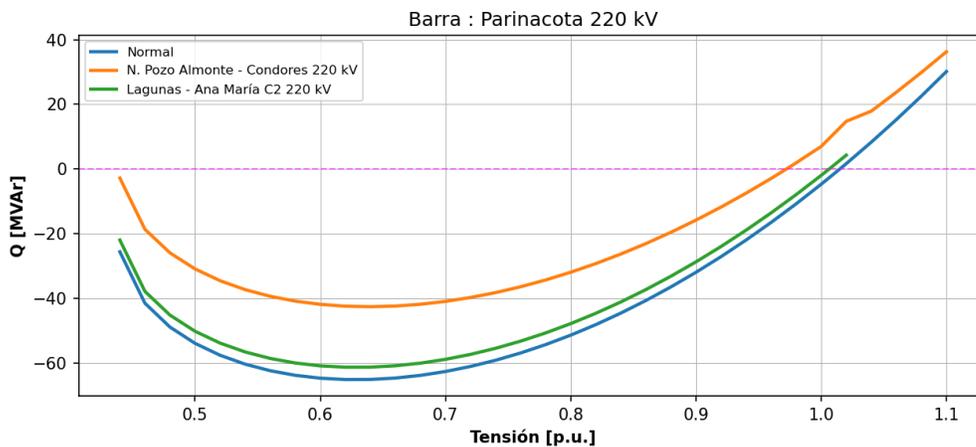


Figura 4.6. Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E3.

Tabla 4.8. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Normal	1.01	0.95-1.05	0.62	-65
N. Pozo Almonte - Condores 220 kV	0.97	0.93-1.07	0.64	-43
SVC Domeyko	1.01	0.93-1.07	0.62	-61

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que las tensiones en la barra Parinacota 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Sin embargo, debido a que en post contingencia la tensión disminuye en la mayoría de los casos, leves variaciones de requerimientos de reactivos podrían implicar que la tensión de la barra quede fuera de los rangos aceptables.

4.2.2.4 Análisis de resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias del escenario E5.

a) Descripción del Escenario E5

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Parques ERV inyectando/absorbiendo reactivos en su punto de conexión de acuerdo con lo exigido en la NT.
- Central Chapiquiña
- Central PAM

S/E A (Chuquicamata):

- 0 de 1 banco de CCEE 1x27 MVar

S/E Arica:

- 0 de 3 bancos de CCEE 1x2.5 MVar
- 1 de 1 reactor 1x3 MVar

S/E Calama

- 0 de 2 bancos de CCEE 1x2.5 MVar

S/E Cóndores:

- 0 de 2 bancos de CCEE 1x15MVar
- 1 de 1 reactor 1x30 MVar

S/E Crucero

- 1 de 1 reactor 1x24 MVar

S/E Laberinto

- 2 de 2 reactores 1x20 MVar

S/E Lagunas:

- 0 de 1 banco de CCEE 1x40MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x60MVar

- 1 de 1 reactor 1x30 MVAR

S/E Parinacota

- 0 pasos de 1 banco de CCEE 2x10MVAR

S/E Pozo Almonte

- 1 de 1 reactor 1x24 MVAR

S/E Tap off Oeste

- 0 de 1 banco de CCEE 1x0.3MVAR
- 0 de 1 banco de CCEE 1x0.7MVAR
- 0 de 1 banco de CCEE 1x1.5 MVAR
- 0 de 1 banco de CCEE 1x3MVAR

S/E Los Changos

- 1 de 1 reactor 1x174.9 MVAR

S/E Parinas

- 2 de 2 reactores 1x150MVAR

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron simultáneamente las siguientes medidas operacionales:

- Apertura de la línea Parinacota-Roncacho 220 kV/220 kV.
- Apertura de la línea Roncacho-Nva Pozo Almonte 220 kV.
- Apertura de la línea Kimal - Los Changos C1 500kV.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para las distintas barras del ACT, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

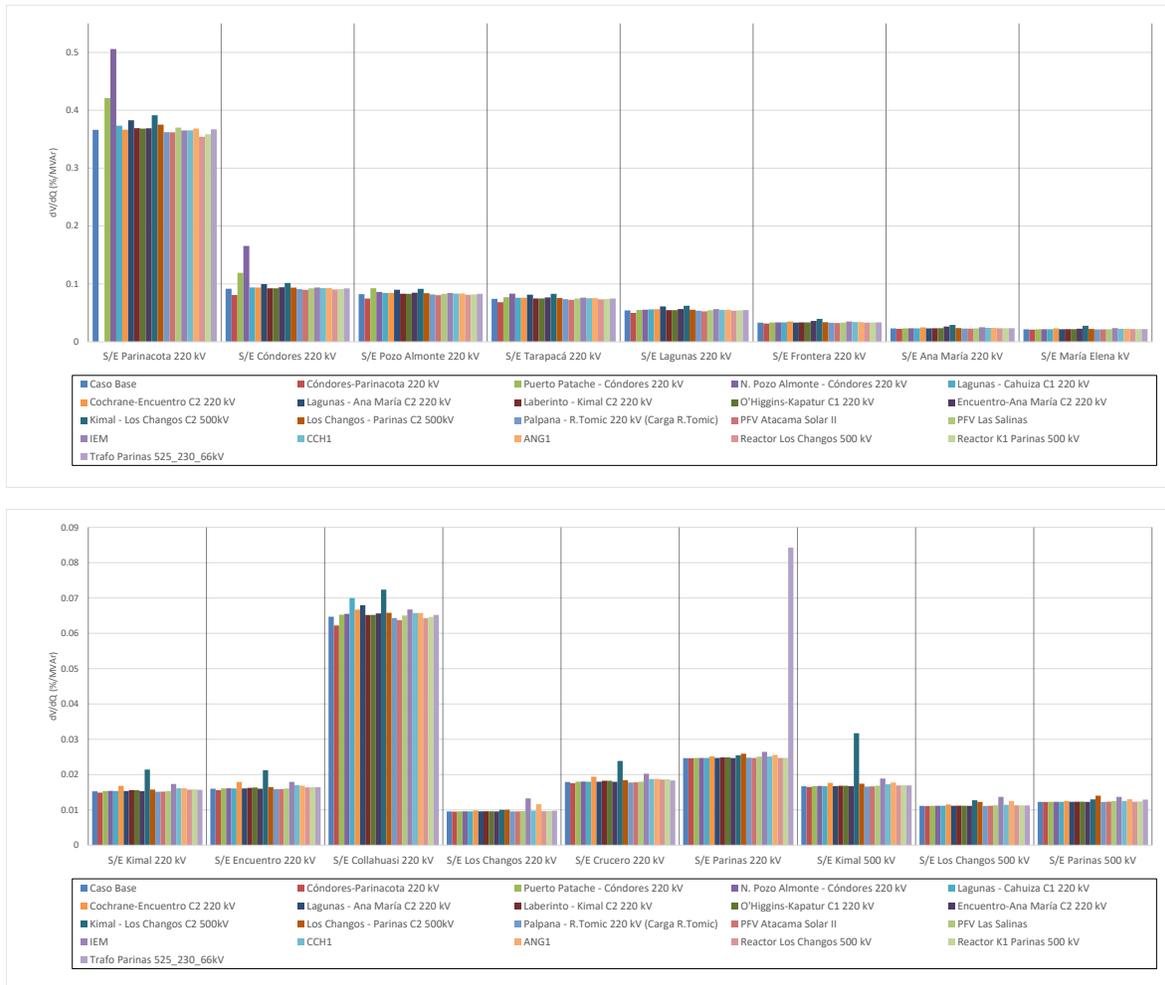


Figura 4.7. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV y 500 kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E5.

A partir del gráfico anterior se puede observar que en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Parinacota 220 kV. La barra más débil en condiciones post contingencia sigue siendo la S/E Parinacota 220 kV para la falla en la línea N. Pozo Almonte - Cóndores 220 kV. Además, se puede apreciar que, para la mayor parte de las fallas, las barras en análisis no cambian significativamente su sensibilidad. Esto se puede explicar por la característica enmallada del sistema y porque existe más de un elemento de control de tensión en cada nodo PV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.], de un conjunto de barras de la subárea Norte-Centro de la ACT Norte Grande, son seleccionadas de acuerdo con la variación porcentual de la tensión, y se presentan a continuación.

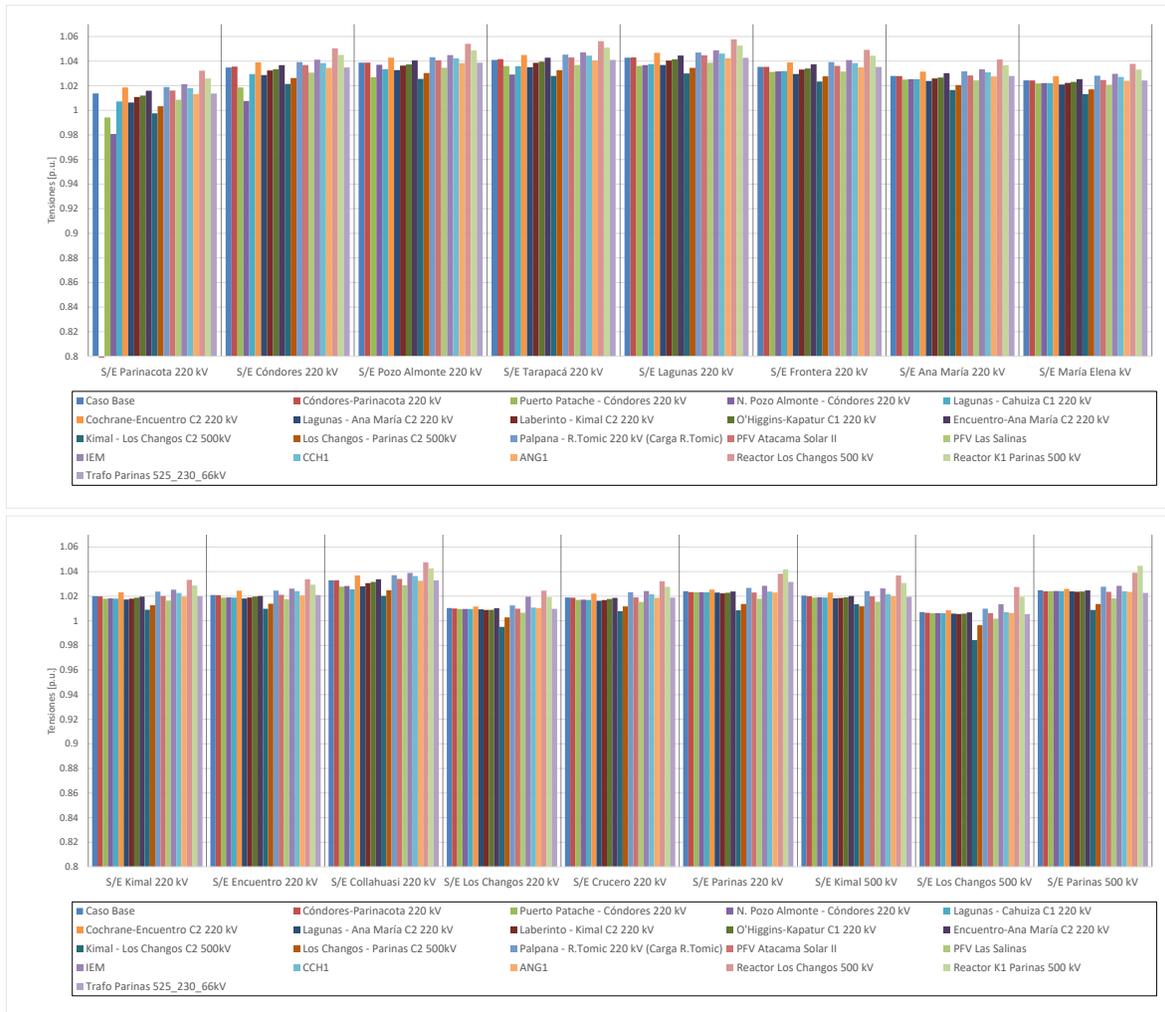


Figura 4.8. Tensiones en barras de 220kV y 500 kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E5.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el en el ACT inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión de la Subárea Norte-Centro del ACT Zona Norte Grande. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea sur y ACT adyacente.

Tabla 4.9. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E5 para diversas contingencias.

Falla Elemento		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																							
		Córdones-Parinacota 220 kV		Puerto Patache - Córdones 220 kV		N. Pozo Almonte - Córdones 220 kV		Lagunas - Cahuiza C1 220 kV		Cochrane-Encuentro C2 220 kV		Lagunas - Ana María C2 220 kV		Laberinto - Kimal C2 220 kV		O'Higgins-Kapatur C1 220 kV		Encuentro-Ana María C2 220 kV		Kimal - Los Changos C2 500kV		Los Changos - Parinas C2 500kV		Palpana - R.Tomic 220 kV (Carga R.Tomic)		PFV Atacama Solar II		PFV Las Salinas		IEM		CCH1		ANG1		Reactor Los Changos 500 kV		Reactor K1 Parinas 500 kV		Trafo Parinas 525_230_66kV	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
CSP C. Dominador	0.1	3%	1.6	11%	1.4	11%	1.5	11%	-2.6	-8%	2.0	11%	1.5	8%	0.9	6%	0.6	6%	8.1	5%	5.1	6%	12.6	9%	-0.1	-4%	2.5	6%	-3.8	6%	-2.3	5%	0.2	1%	-9.3	6%	-6.1	6%	0.0	0%	
C.Pab. U1	0.0	1%	0.3	2%	0.3	2%	0.3	2%	-0.5	-2%	0.4	2%	0.3	2%	0.2	1%	0.1	2%	1.9	1%	1.2	1%	-0.7	2%	0.0	0%	0.6	1%	-0.8	1%	-0.4	1%	0.1	5%	-0.8	1%	-0.8	1%	0.0	0%	
C.Pab. U2	0.0	1%	0.3	2%	0.3	2%	0.3	2%	-0.5	-2%	0.4	2%	0.3	2%	0.2	1%	0.1	2%	1.9	1%	1.2	1%	-0.7	2%	0.0	0%	0.6	1%	-0.8	1%	-0.4	1%	0.1	5%	-0.8	1%	-0.8	1%	0.0	0%	
C.Pab. U3	0.0	0%	0.2	1%	0.2	1%	0.2	1%	-0.3	-1%	0.3	1%	0.2	1%	0.1	1%	0.0	1%	1.1	1%	0.7	1%	-0.4	1%	0.0	0%	0.4	1%	-0.6	1%	-0.3	1%	0.0	3%	-2.4	1%	-1.2	1%	0.0	0%	
ANG1	0.8	20%	1.7	12%	1.5	12%	1.7	12%	-2.7	-8%	2.2	12%	3.2	17%	3.3	21%	0.4	3%	31.0	21%	15.5	19%	-4.3	14%	1.1	32%	7.8	19%	-18.6	32%	-0.8	2%	-28.7	18%	-18.3	19%	1.2	28%			
ANG2	0.8	20%	1.7	12%	1.5	12%	1.6	12%	-2.6	-8%	2.2	12%	3.2	17%	3.2	21%	0.4	3%	30.9	21%	15.4	19%	-4.3	14%	1.1	32%	7.8	19%	-18.5	32%	-0.8	2%	0.7	17%	-28.6	19%	-18.2	19%	1.2	28%	
CCH1	0.3	7%	1.6	11%	1.4	11%	1.6	11%	25.6	76%	2.1	11%	1.5	8%	0.9	6%	0.6	6%	17%	8.4	6%	5.3	7%	2.7	9%	0.0	-1%	3.0	7%	-3.8	6%	0.4	3%	-9.7	7%	-6.4	7%	0.0	0%		
CCH2	0.3	7%	1.6	11%	1.4	11%	1.6	11%	25.5	76%	2.1	11%	1.5	8%	0.9	6%	0.6	6%	16%	8.4	6%	5.3	6%	2.7	9%	0.0	-1%	3.0	7%	-3.7	6%	-33.3	79%	0.4	3%	-9.6	6%	-6.7	7%	0.0	0%
IEM	1.3	34%	2.7	19%	2.0	15%	2.2	15%	-3.5	-10%	2.9	15%	4.2	22%	4.1	26%	0.5	1%	41.9	28%	20.9	26%	-5.4	19%	1.6	48%	10.9	26%	-0.7	2%	0.2	2%	-33.8	26%	-24.6	26%	1.7	41%			
U16	0.2	6%	3.1	22%	2.8	22%	3.0	21%	-4.8	-14%	4.1	22%	3.0	18%	1.8	12%	0.5	14%	16.7	11%	11.0	14%	-5.7	19%	-0.1	-4%	5.4	13%	15.0	14%	-4.0	9%	0.5	4%	-20.2	14%	-13.2	14%	0.1	3%	
T_INTERNO	3.9	100%	14.3	100%	12.8	100%	14.1	100%	33.6	100%	18.9	100%	19.1	100%	15.6	100%	3.6	100%	150.2	100%	81.7	100%	-30.0	100%	3.4	100%	41.9	100%	-58.7	100%	-44.9	100%	1.1	100%	-148.6	100%	-96.0	100%	4.2	100%	

Tabla 4.10. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E5 para diversas contingencias.

Falla Transferencia		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																		
		Córdones-Parinacota 220 kV	Puerto Patache - Córdones 220 kV	N. Pozo Almonte - Córdones 220 kV	Lagunas - Cahuiza C1 220 kV	Cochrane-Encuentro C2 220 kV	Lagunas - Ana María C2 220 kV	Laberinto - Kimal C2 220 kV	O'Higgins-Kapatur C1 220 kV	Encuentro-Ana María C2 220 kV	Kimal - Los Changos C2 500kV	Los Changos - Parinas C2 500kV	Palpana - R.Tomic 220 kV (Carga)	PFV Atacama Solar II	PFV Las Salinas	IEM	CCH1	ANG1	Reactor Los Changos 500 kV	Reactor K1 Parinas 500 kV
Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	3.9	14.3	12.8	14.1	33.6	18.9	19.1	15.6	3.6	150.2	81.7	-30.0	3.4	41.9	-58.7	-44.9	1.1	-148.6	-96.0	4.2
NGN-NGS	-0.4	0.5	0.4	0.5	-0.6	0.7	1.4	-0.1	0.1	-1.6	-1.1	0.4	10.9	-4.3	-3.5	-1.7	-0.8	-4.5	-3.8	5.1
NGN-NCH	-4.1	2.7	2.4	2.5	-4.3	3.6	4.7	3.8	0.5	58.2	41.7	4.2	7.3	-20.8	-33.6	-12.6	-9.3	-54.7	-77.0	8.1
TOTAL	-0.6	17.5	15.6	17.1	28.6	23.1	25.2	19.4	4.2	206.7	122.3	-25.5	-4.9	16.8	-95.7	-59.3	-9.1	-207.8	-176.8	17.4

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del Subárea Norte-Centro del ACT corresponde a la falla de un circuito de la línea Kimal - Los Changos C1 500kV el que precisa de una reserva interna de 150.2 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la unidad IEM (28%) y por las centrales de Angamos U1 y U2 (21% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 206.7 MVAR.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del Reactor Los Changos, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Norte-Centro de la ACT de 148.6 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la unidad IEM (26%) y por las centrales de Angamos U1 y U2 (19% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 207.8 MVAR.

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil

Para la barra Parinacota 220 kV (barra más débil pre y post contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

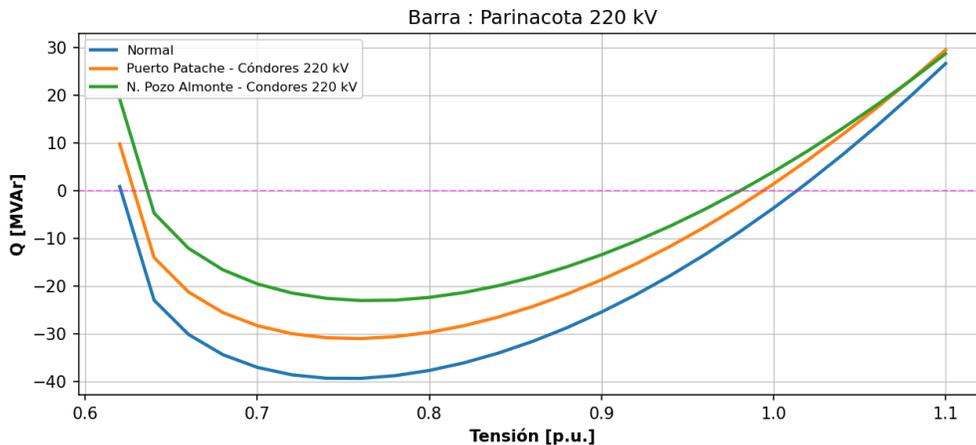


Figura 4.9. Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E5.

Tabla 4.11. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Normal	1.01	0.95-1.05	0.76	-39
Puerto Patache - Cóndores 220 kV	0.99	0.93-1.07	0.76	-31
N. Pozo Almonte - Cóndores 220 kV	0.98	0.93-1.07	0.76	-23

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que las tensiones en la barra Parinacota 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Sin embargo, debido a que en post contingencia la tensión disminuye en la mayoría de los casos, leves variaciones de requerimientos de reactivos podrían implicar que la tensión de la barra quede fuera de los rangos aceptables.

4.2.2.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, que corresponden al E5 para inyección y al mismo escenario para absorción de potencia reactiva, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para la contingencia, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.12. Resumen verificación comportamiento dinámico Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \xi \geq 5\%$?		$\angle \text{Dif. Ang.} \leq 120^\circ$?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.7$ p.u. ?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	
Reactor Los Changos 500 kV	E5	Kimal - Los Changos C2 500 kV	243	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Kimal - Los Changos C2 500kV	E5	Cochrane - Encuentro C1 220 kV	63	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más críticas de la ACT se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

4.2.2.6 Prioridades de Uso de los Recursos

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.13. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E5	E5
Demanda de la zona (MW)	2025	2025
Generación de la zona (MW)	1733	1733
Contingencia más crítica en la zona	Kimal - Los Changos C2 500kV	Reactor Los Changos 500 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	150.2	-148.6
Distribución	IEM : 28 % ANG1: 21 % ANG2: 21 %	IEM : 26 % ANG1: 19 % ANG2: 19%

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k} / dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub-ACT en condiciones de Operación Normal.

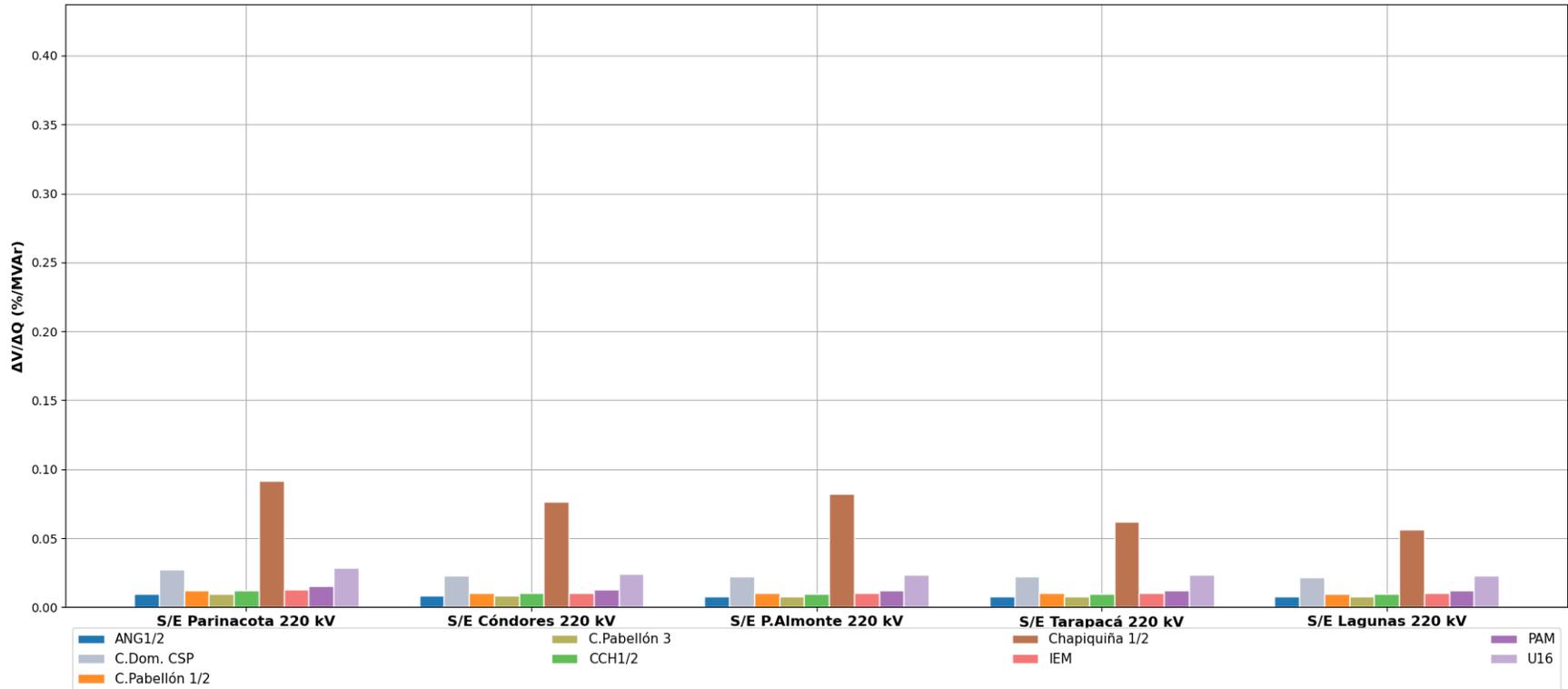


Figura 4.10 Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales sincrónicas (1/4).

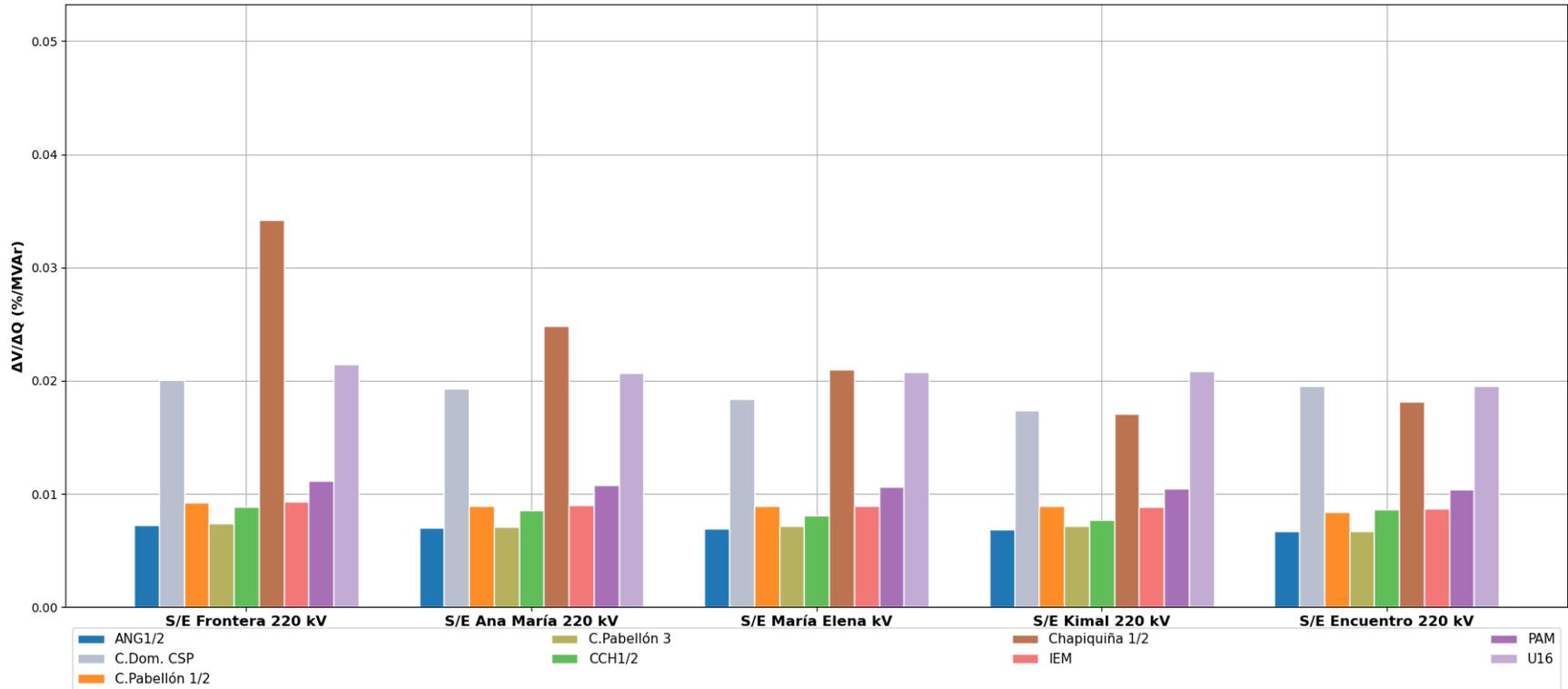


Figura 4.11. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales sincrónicas (2/4).

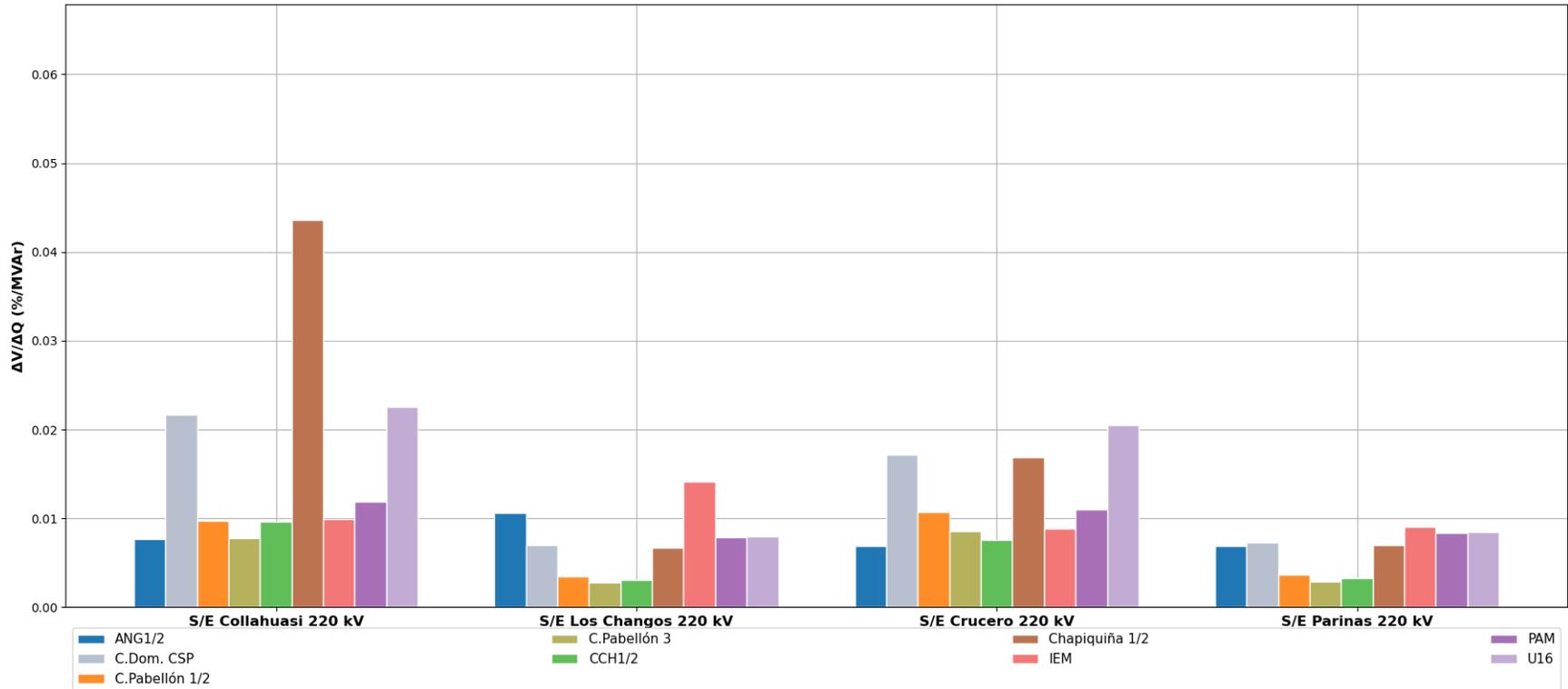


Figura 4.12. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales sincrónicas (3/4).

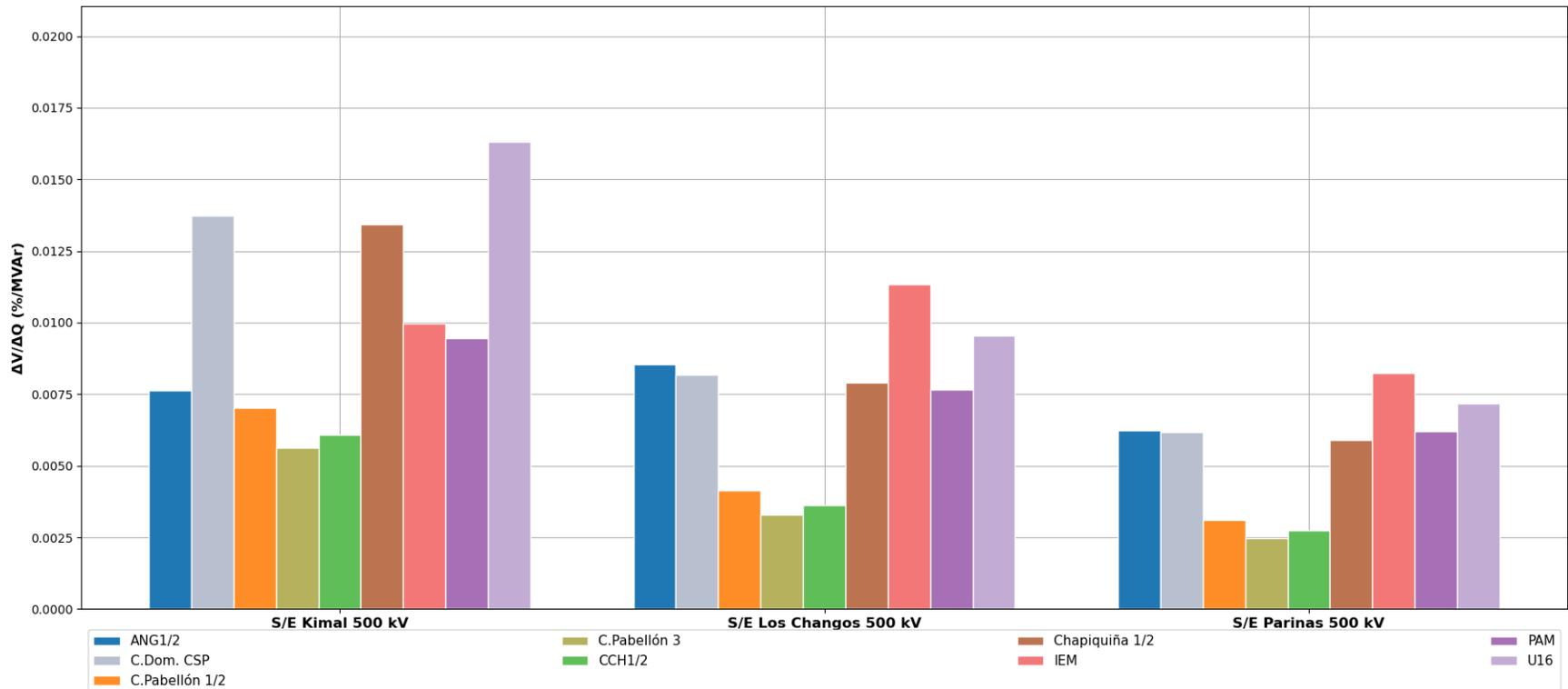


Figura 4.13. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales sincrónicas (4/4).

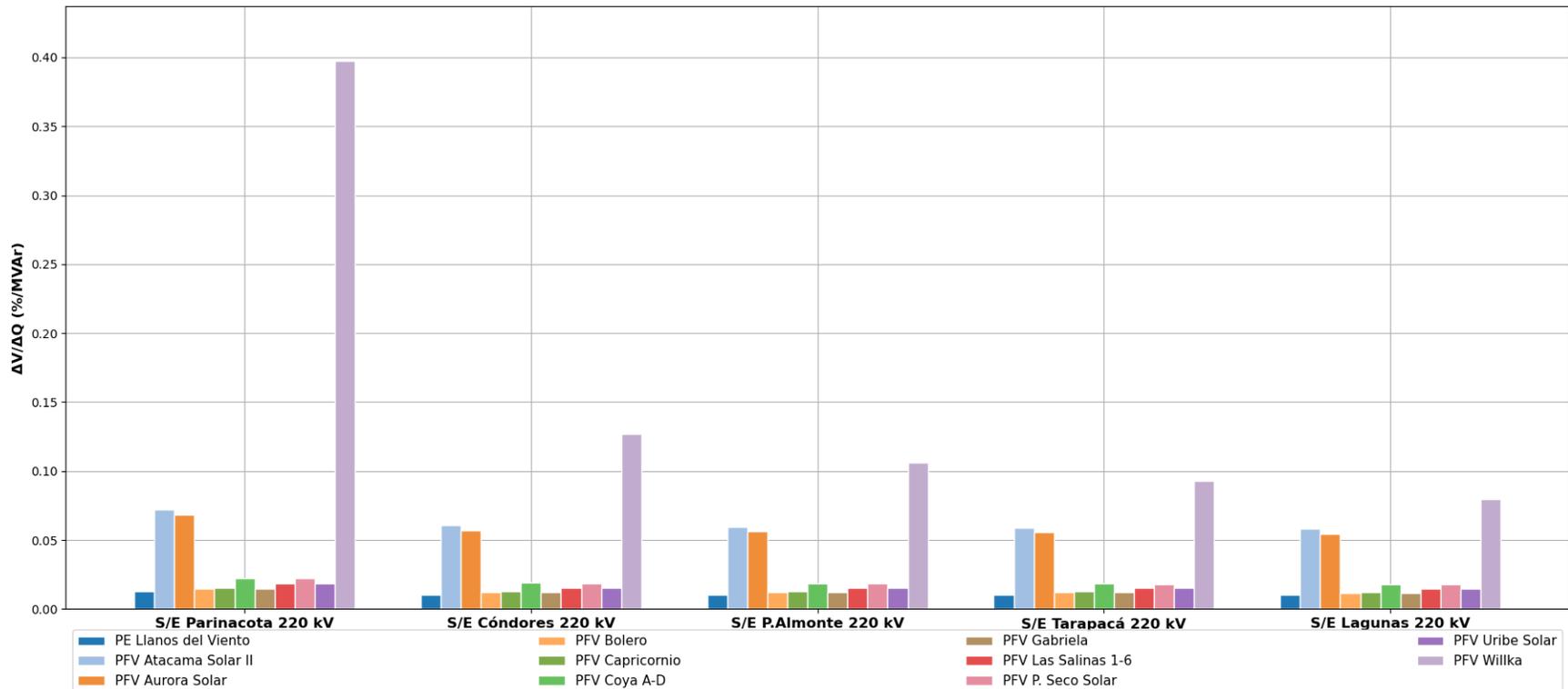


Figura 4.14. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales ERV (1/4).

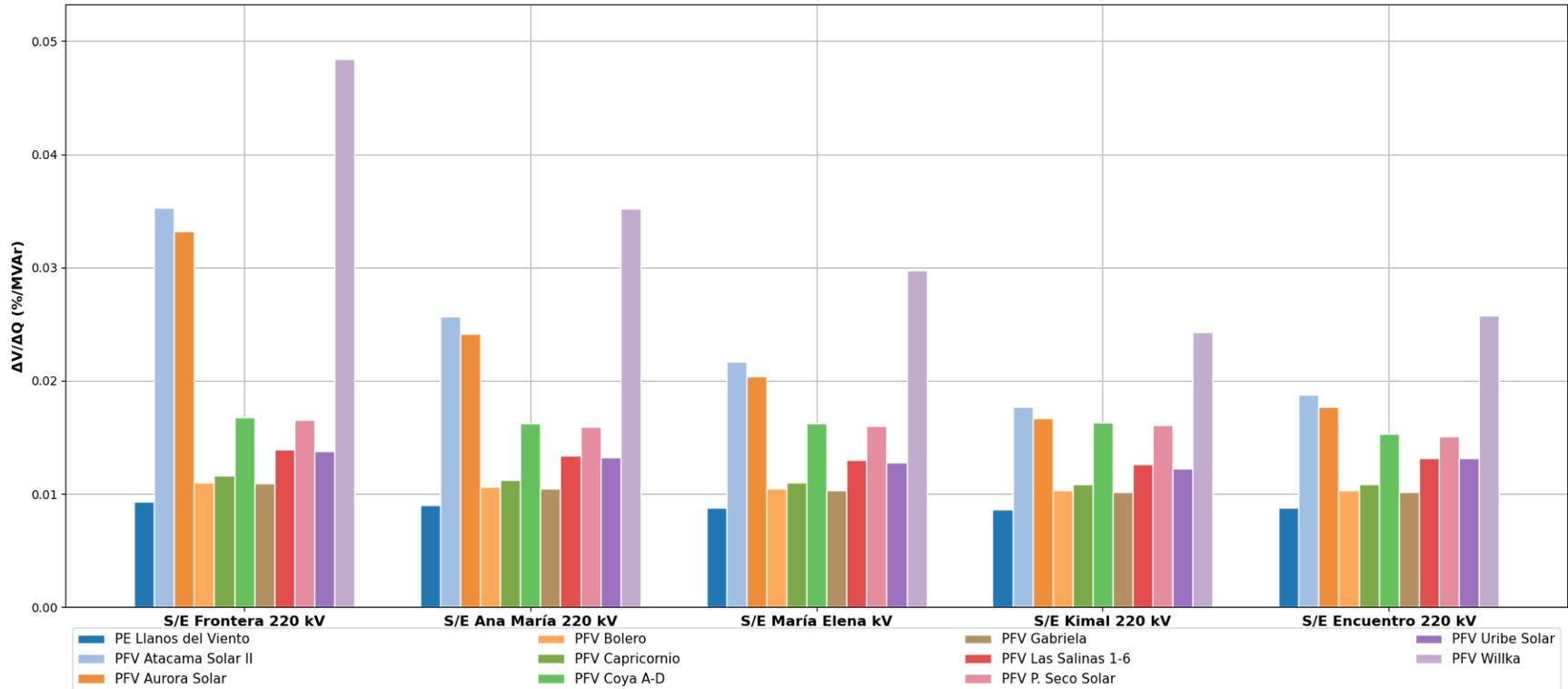


Figura 4.15. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales ERV (2/4).

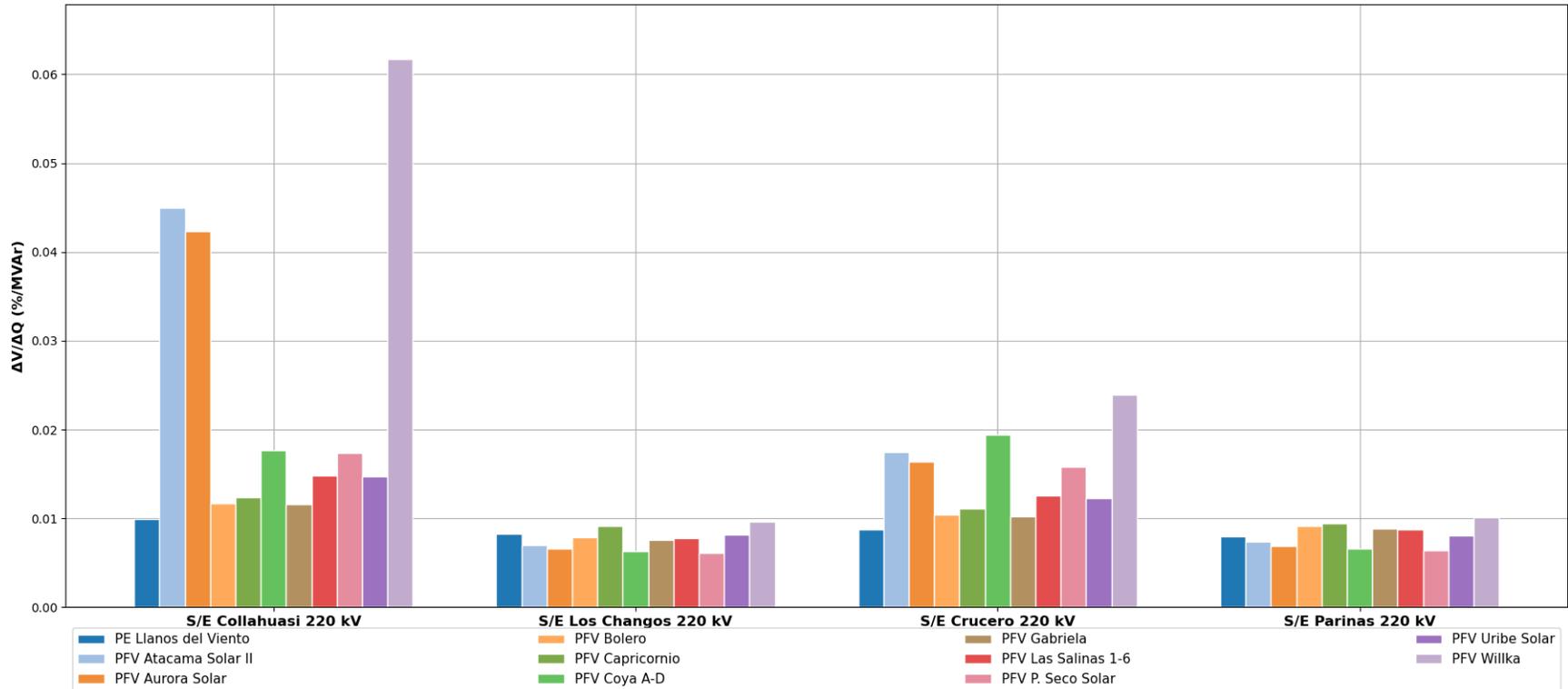


Figura 4.16. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales ERV (3/4).

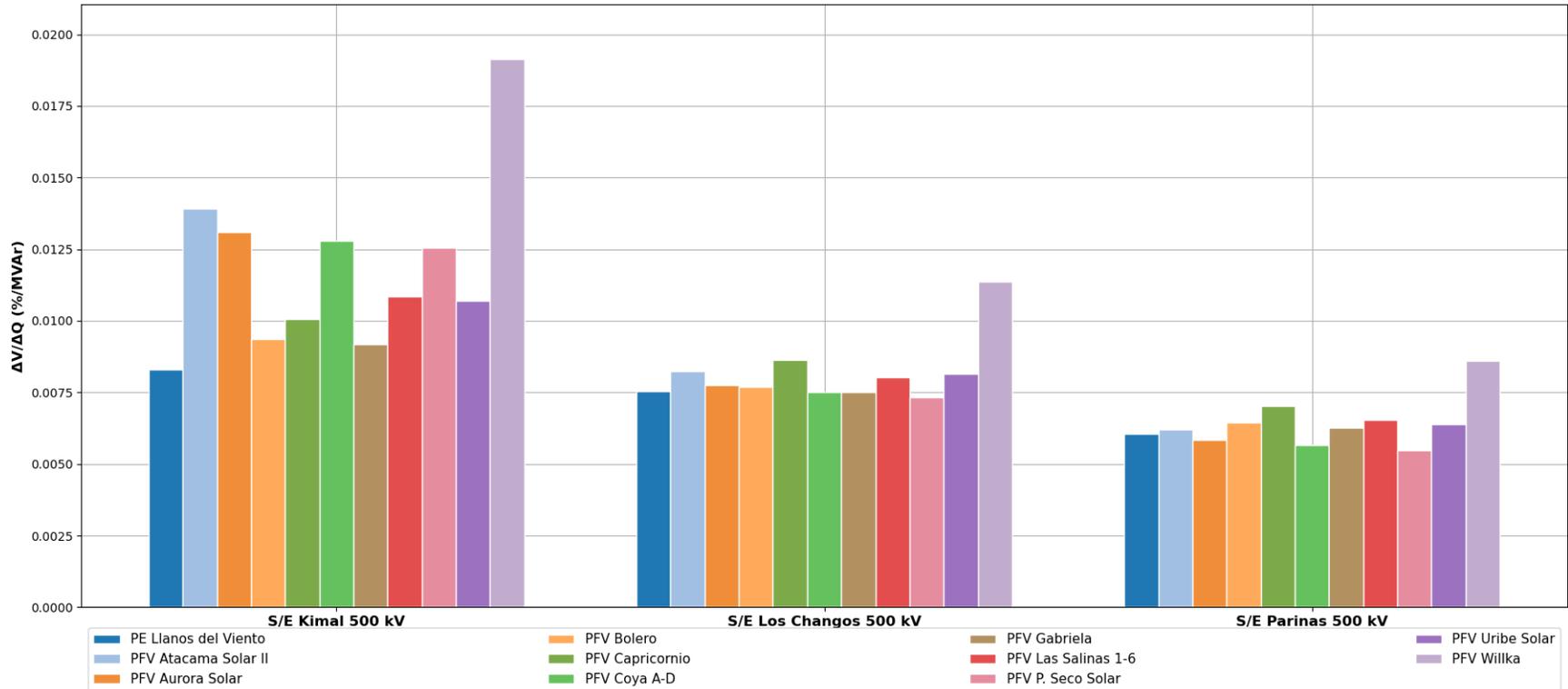


Figura 4.17. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales ERV (4/4).

De las figuras anteriores se observa que para la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección y absorción (E5 en ambos casos) de potencia reactiva, las centrales de Chapiqiña 1 y 2 junto con la U16 y las centrales fotovoltaicas: Willka, Atacama Solar II y Aurora Solar, son en general, las más eficaces en el CT de las SSEE de la Sub-ACT Norte-Centro del área del Norte Grande. Por otra parte, en la SE Los Changos 220 kV, SE Los Changos 500 kV y SE Los Parinas 500 kV las centrales más efectivas corresponde a las Centrales Angamos (ANG1 y ANG2), IEM y U16.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

4.2.3 Subárea Sur

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de control de tensión:

- SVC Domeyko +120/ -80 MVAR

Para el análisis de todos los escenarios en estudio, se considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Parques ERV inyectando/absorbiendo reactivos en su punto de conexión de acuerdo con lo exigido en la NT.

S/E Escondida

- 0 de 1 reactor 1x10 MVAR
- 0 de 1 reactor 1x5 MVAR
- 0 de 1 reactor 1x7 MVAR

S/E Andes

- 0 de 1 reactor 1x40 MVAR

S/E Cobos

- 0 de 1 reactor 1x40 MVAR

4.2.3.1 Contingencias Simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Desconexión PFV Domeyko
- Falla de la línea Andes - Likanantai C1 220 kV
- Falla de la línea Domeyko - L. Seca 220 kV (Carga L. Seca)
- Falla de la línea N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV
- Falla de la línea Parinas - Likanantai C1 220 kV
- Falla de la línea Puri - Domeyko 220 kV
- Desconexión Reactor K1 Parinas 500 kV

- Desconexión Reactor Los Changos 500 kV
- Desconexión Trafo Parinas 525_230_66kV
- Desconexión SVC Domeyko

4.2.3.2 Análisis de resultados Escenario E1

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

El detalle de despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras del ACT, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

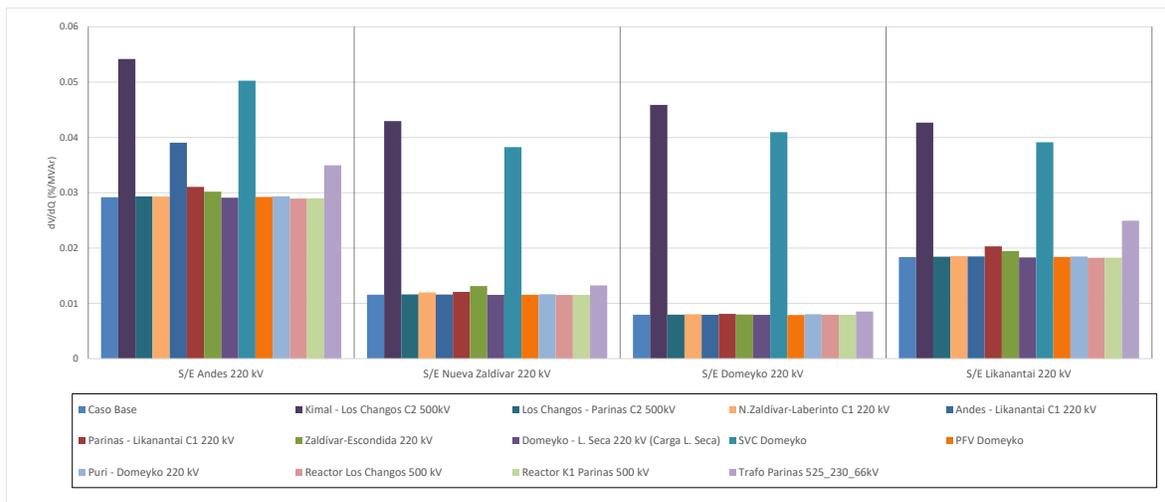


Figura 4.18. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E2.

A partir del gráfico anterior se aprecia que en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Andes 220 kV. La barra más débil en condiciones post contingencia corresponde nuevamente a la S/E Andes 220 kV para una falla en la línea Kimal - Los Changos C2 500kV. Se puede observar que, en todas las barras de la subárea, se registra una sensibilidad notablemente alta ante la falla de la línea Kimal - Los Changos C2 500kV, destacando que en este escenario es el único circuito de esa línea en servicio. Esto se debe a la significativa cantidad de potencia reactiva que fluye a través de dicha línea y que, en caso de contingencia, debe ser compensada en parte por esta subárea.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.], de un conjunto de barras del Subárea Sur del ACT Norte Grande, son seleccionadas de acuerdo con la variación porcentual de la tensión, y se presentan a continuación.

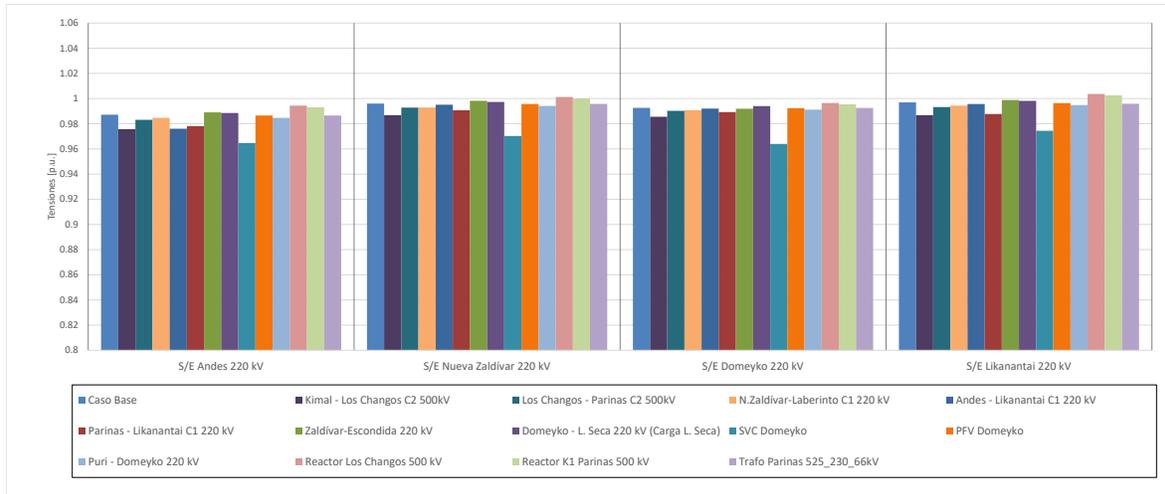


Figura 4.19. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E1.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Las siguientes tablas presentan los requerimientos de las contingencias analizadas sobre el único elemento de control existente en la subárea sur, el SVC Domeyko. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea Norte-Centro.

Tabla 4.14: Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E1 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																										
Falla Elemento	Kimal - Los Changos C2 500kV		Los Changos - Parinas C2 500kV		N.Zaldívar- Laberinto C1 220 kV		Andes - Likantantai C1 220 kV		Parinas - Likantantai C1 220 kV		Zaldívar- Escondida 220 kV		Domeyko - L. Seca 220 kV (Carga L. Seca)		PFV Domeyko		Puri - Domeyko 220 kV		Reactor Los Changos 500 kV		Reactor K1 Parinas 500 kV		Trafo Parinas 525_230_66kV			
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Domeyko	58.2	100%	23.9	100%	19.2	100%	5.7	100%	33.7	100%	7.1	100%	-14.0	100%	2.3	100%	14.2	100%	-38.1	100%	-28.4	100%	0.8	100%	0.8	100%
T_INTERNO	58.2	100%	23.9	100%	19.2	100%	5.7	100%	33.7	100%	7.1	100%	-14.0	100%	2.3	100%	14.2	100%	-38.1	100%	-28.4	100%	0.8	100%	0.8	100%

Tabla 4.15. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E1 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas													
Falla Transferencia	Kimal - Los Changos C2 500kV	Los Changos - Parinas C2 500kV	N.Zaldívar- Laberinto C1 220 kV	Andes - Likantantai C1 220 kV	Parinas - Likantantai C1 220 kV	Zaldívar- Escondida 220 kV	Domeyko - L. Seca 220 kV (Carga L. Seca)	SVC Domeyko	PFV Domeyko	Puri - Domeyko 220 kV	Reactor Los Changos 500 kV	Reactor K1 Parinas 500 kV	Trafo Parinas 525_230_66 kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	58.2	23.9	19.2	5.7	33.7	7.1	-14.0	0.0	2.3	14.2	-38.1	-28.4	0.8
NGS-NGN	-57.1	-22.9	-11.9	3.5	5.9	-4.1	10.4	88.0	-29.1	1.8	34.3	25.4	17.6
TOTAL	1.2	1.0	7.2	9.2	39.6	3.0	-3.6	88.0	-26.9	16.0	-3.8	-3.0	18.4

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del Subárea Sur del ACT corresponde a la falla de un circuito de la línea Kimal - Los Changos C2 500kV, el que precisa de una reserva interna de 58.2 MVar, aportados únicamente por el SVC Domeyko. Por otra parte, en la segunda tabla se puede apreciar que la contingencia del SVC de Domeyko es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 88 MVar.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor Los Changos 500 kV, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Sur de la ACT de 38.1 MVar, aportados por el SVC Domeyko. Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión del PFV Domeyko es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 26.9 MVar.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil

Para la barra Andes 220 kV (barra más débil pre y post contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

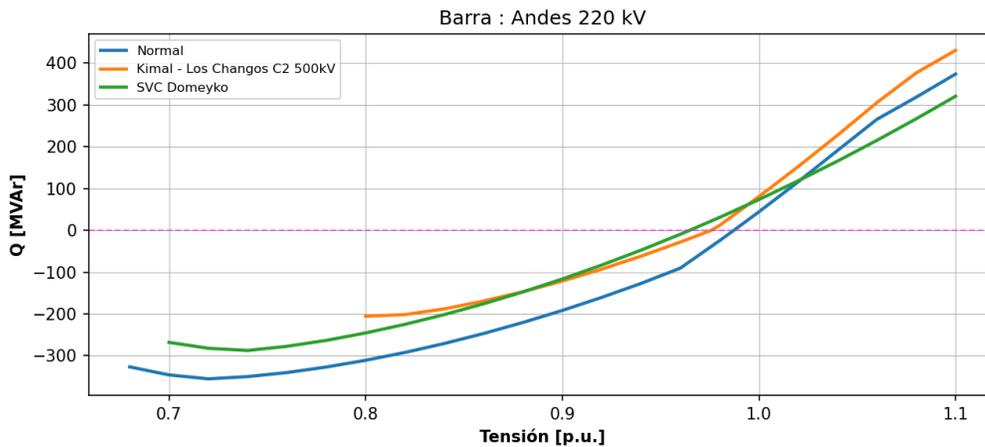


Figura 4.20. Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E1.

Tabla 4.16. Descripción resultados Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E1.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	0.99	0.95-1.05	0.72	-355
Kimal - Los Changos C2 500kV	0.98	0.93-1.07	0.80	-205
SVC Domeyko	0.96	0.93-1.07	0.74	-287

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Andes 220kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables.

Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.2.3.3 Análisis de resultados Escenario E3

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

El detalle de despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras del ACT, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

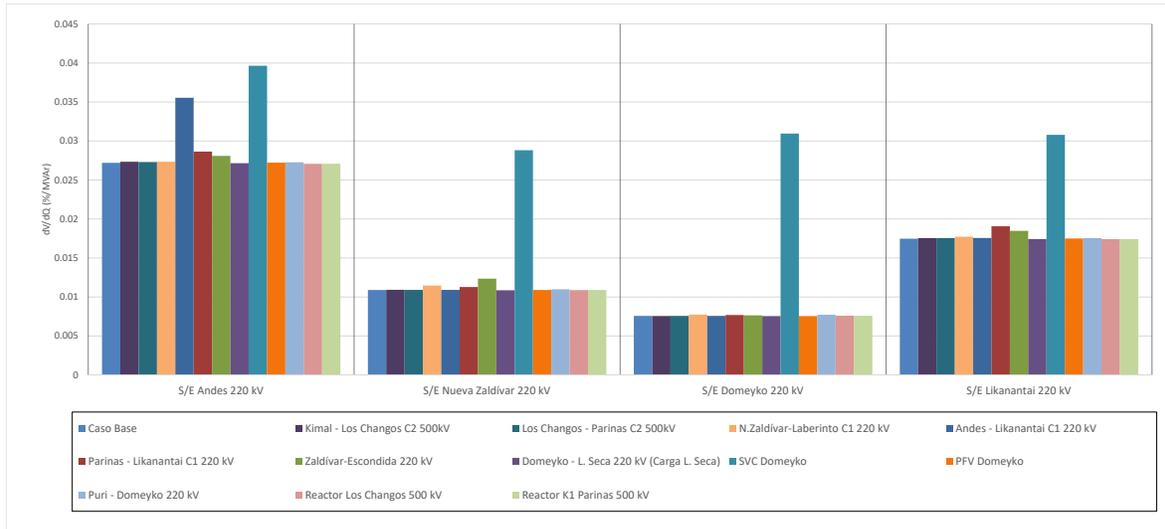


Figura 4.21. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E3.

A partir del gráfico anterior se aprecia que en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Andes 220 kV. La barra más débil en condiciones post contingencia corresponde nuevamente a la S/E Andes 220 kV para la falla del SVC Domeyko. Se puede observar que, para todas las barras de la subárea, la mayor sensibilidad se produce ante la falla del SVC Domeyko debido a que es el único elemento de control de tensión de dicha subárea. Con respecto a la S/E Domeyko, se observa la fortaleza de esta barra ante contingencias (no se visualice la sensibilidad en esos casos) excepto ante la pérdida del SVC Domeyko. Hay que destacar que la insensibilidad de esta barra está directamente relacionada al margen de reactivos que posea el SVC de Domeyko en contingencias.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.], de un conjunto de barras del Subárea Sur del ACT Norte Grande, son seleccionadas de acuerdo con la variación porcentual de la tensión, y se presentan a continuación.

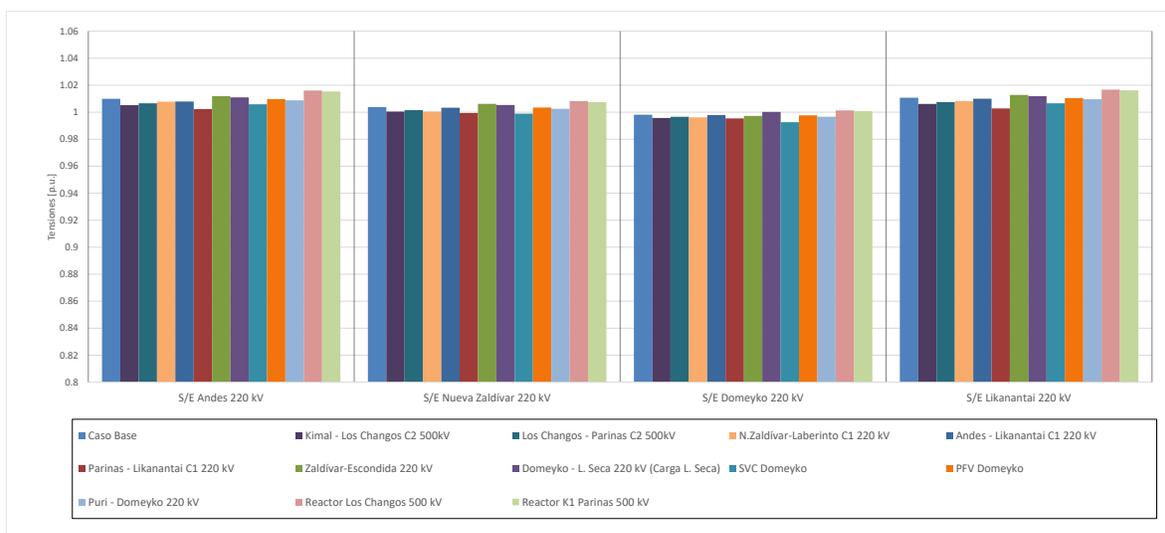


Figura 4.22. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E3.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Las siguientes tablas presentan los requerimientos de las contingencias analizadas sobre el único elemento de control existente en la subárea sur, el SVC Domeyko. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea Norte-Centro.

Tabla 4.17: Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E3 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																						
Falla Elemento	Kimal - Los Changos C2 500kV		Los Changos - Parinas C2 500kV		N.Zaldívar- Laberinto C1 220 kV		Andes - Likantantai C1 220 kV		Parinas - Likantantai C1 220 kV		Zaldívar- Escondida 220 kV		Domeyko - L. Seca 220 kV (Carga L. Seca)		PFV Domeyko		Puri - Domeyko 220 kV		Reactor Los Changos 500 kV		Reactor K1 Parinas 500 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Domeyko	24.0	100%	15.9	100%	19.7	100%	2.7	100%	27.5	100%	9.0	100%	-20.0	100%	5.0	100%	15.0	100%	-31.6	100%	-25.5	100%
T_INTERNO	24.0	100%	15.9	100%	19.7	100%	2.7	100%	27.5	100%	9.0	100%	-20.0	100%	5.0	100%	15.0	100%	-31.6	100%	-25.5	100%

Tabla 4.18. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E3 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas												
Falla Transferencia	Kimal - Los Changos C2 500kV	Los Changos - Parinas C2 500kV	N.Zaldívar- Laberinto C1 220 kV	Andes - Likantantai C1 220 kV	Parinas - Likantantai C1 220 kV	Zaldívar- Escondida 220 kV	Domeyko - L. Seca 220 kV (Carga L. Seca)	SVC Domeyko	PFV Domeyko	Puri - Domeyko 220 kV	Reactor Los Changos 500 kV	Reactor K1 Parinas 500 kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	24.0	15.9	19.7	2.7	27.5	9.0	-20.0	0.0	5.0	15.0	-31.6	-25.5
NGS-NGN	-20.9	-13.2	-15.8	2.5	8.5	-5.6	-0.4	20.3	-8.8	-2.3	28.8	22.7
TOTAL	3.1	2.6	3.9	5.2	36.0	3.4	-20.4	20.3	-3.8	12.7	-2.9	-2.8

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del Subárea Sur del ACT corresponde a la falla de un circuito de la línea Parinas - Likanantai C1 220 kV, el que precisa de una reserva interna de 27.5 MVar, aportados únicamente por el SVC Domeyko. Por otra parte, en la segunda tabla se puede apreciar que la misma contingencia anterior es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 36 MVar.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor Los Changos 500 kV, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Sur de la ACT de 31.6 MVar, aportados por el SVC Domeyko. Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla de la línea Domeyko - L. Seca 220 kV (Carga L. Seca) es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 20.4 MVar.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil

Para la barra Andes 220 kV (barra más débil pre y post contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

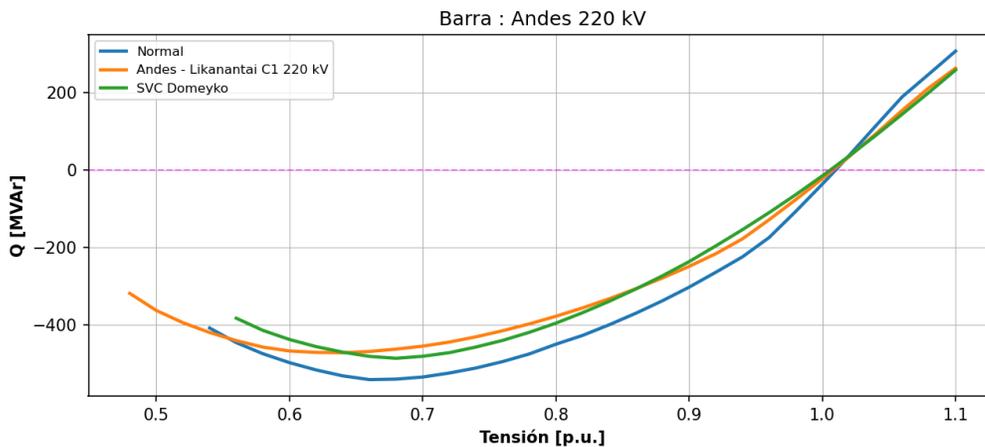


Figura 4.23. Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E3.

Tabla 4.19. Descripción resultados Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.01	0.95-1.05	0.66	-541
Andes - Likanantai C1 220 kV	1.01	0.93-1.07	0.64	-471
Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV	1.01	0.93-1.07	0.68	-486

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Andes 220kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables.

Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.2.3.4 Análisis de resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

El detalle de despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras del ACT 1, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

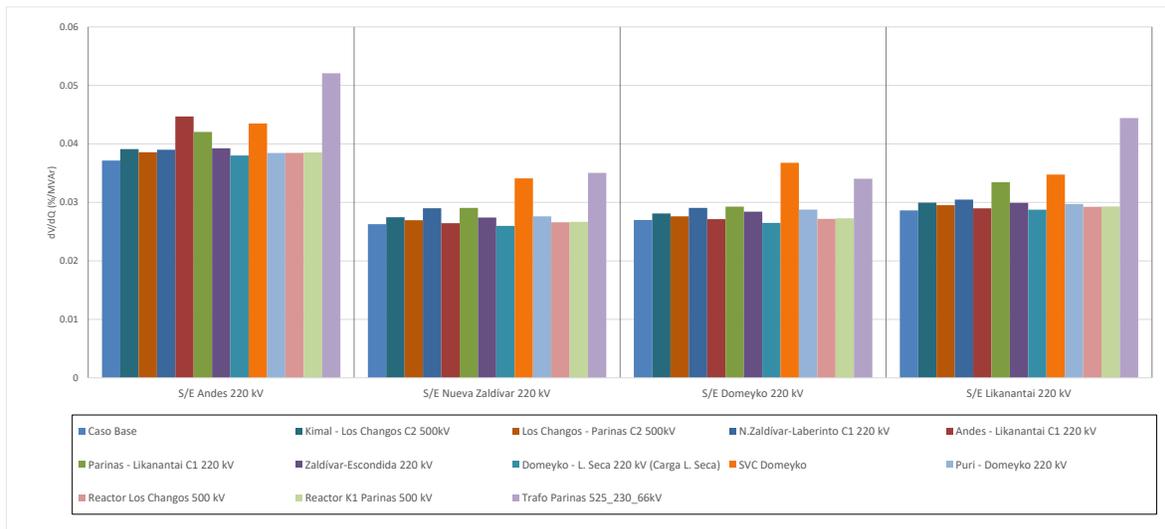


Figura 4.24. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E5.

A partir del gráfico anterior se aprecia que en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Andes 220 kV. La barra más débil en condiciones post contingencia corresponde nuevamente a la S/E Andes 220 kV para la falla del Trafo Parinas 525_230_66kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.], de un conjunto de barras del Subárea Sur del ACT Norte Grande, son seleccionadas de acuerdo con la variación porcentual de la tensión, y se presentan a continuación.

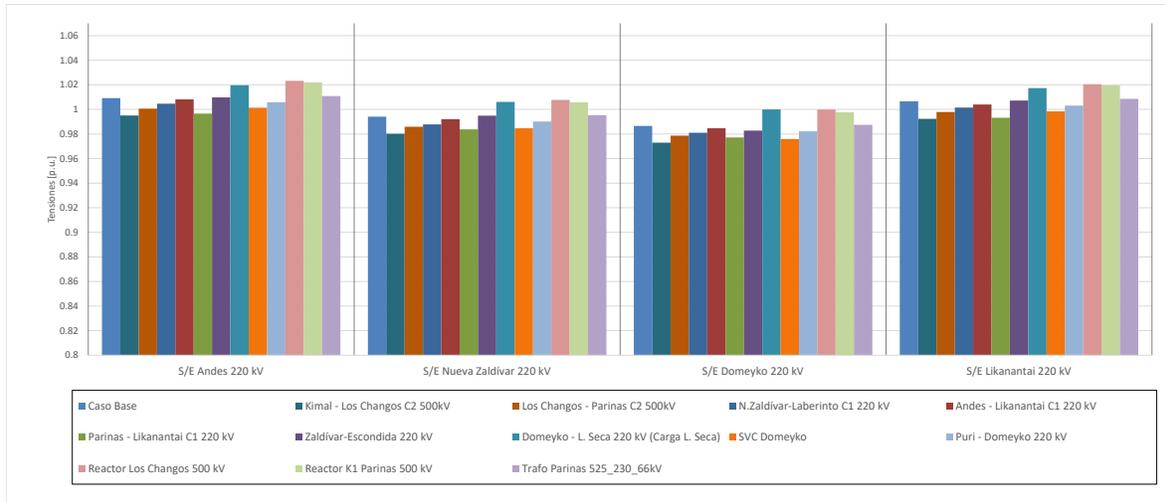


Figura 4.25. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E5.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el norte grande inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Las tablas presentan los requerimientos de las contingencias analizadas sobre el único elemento de control existente en la subárea sur, el SVC Domeyko. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea Norte-Centro.

Tabla 4.20: Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E5 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																						
Elemento \ Falla	Kimal - Los Chagos C2 500kV		Los Chagos - Parinas C2 500kV		N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV		Andes - Likanantai C1 220 kV		Parinas - Likanantai C1 220 kV		Zaldívar-Escondida 220 kV		Domeyko - L. Seca 220 kV (Carga L. Seca)		Puri - Domeyko 220 kV		Reactor Los Chagos 500 kV		Reactor K1 Parinas 500 kV		Trafo Parinas 525_230_66kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Domeyko	11.7	100%	6.9	100%	4.8	100%	1.7	100%	8.1	100%	3.3	100%	-11.8	100%	3.8	100%	-11.8	100%	-9.8	100%	-0.8	100%
T_INTERNO	11.7	100%	6.9	100%	4.8	100%	1.7	100%	8.1	100%	3.3	100%	-11.8	100%	3.8	100%	-11.8	100%	-9.8	100%	-0.8	100%

Tabla 4.21. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E5 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas												
Falla \ Transferencia	Kimal - Los Chagos C2 500kV	Los Chagos - Parinas C2 500kV	N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	Andes - Likanantai C1 220 kV	Parinas - Likanantai C1 220 kV	Zaldívar-Escondida 220 kV	Domeyko - L. Seca 220 kV (Carga L. Seca)	SVC Domeyko	Puri - Domeyko 220 kV	Reactor Los Chagos 500 kV	Reactor K1 Parinas 500 kV	Trafo Parinas 525_230_66 kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	11.7	6.9	4.8	1.7	8.1	3.3	-11.8	0.0	3.8	-11.8	-9.8	-0.8
NGS-NGN	1.6	1.1	-0.6	7.0	28.9	2.1	-22.1	34.3	8.3	4.5	3.8	-5.1
TOTAL	13.3	8.0	4.2	8.7	37.0	5.4	-33.9	34.3	12.1	-7.2	-5.9	-5.9

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del Subárea Sur del ACT corresponde a la falla de un circuito de la línea Kimal - Los Changos C2 500kV, el que precisa de una reserva interna de 11.7 MVAR, aportados únicamente por el SVC Domeyko. Por otra parte, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla de un circuito de la línea Parinas - Likanantai C1 220 kV es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 37 MVAR.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión la línea Domeyko - L. Seca 220 kV (Carga L. Seca), evento que requiere una reserva interna de la Subárea Sur de la ACT de 11.8 MVAR, aportados por el SVC Domeyko. Por otra parte, en la segunda tabla se puede apreciar que la misma contingencia anterior es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 33.9 MVAR.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil

Para la barra Andes 220 kV (barra más débil pre y post contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

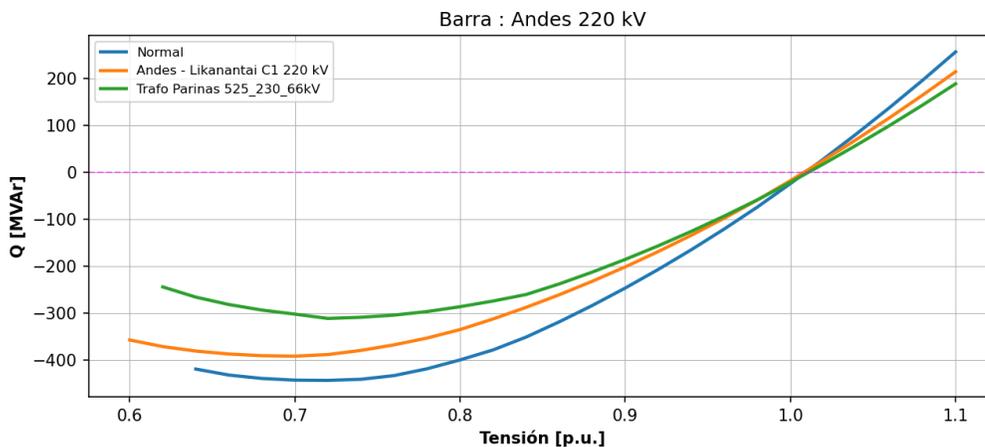


Figura 4.26. Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E5.

Tabla 4.22. Descripción resultados Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.01	0.95-1.05	0.72	-443
Andes - Likanantai C1 220 kV	1.01	0.93-1.07	0.70	-392
Trafo Parinas 525_230_66kV	1.01	0.93-1.07	0.72	-311

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Andes 220kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.2.3.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, que corresponde al E1 tanto para inyección como para absorción de potencia reactiva, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Tabla 4.23. Resumen verificación comportamiento dinámico Subárea Sur del ACT Norte Grande.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \geq 5\%$?	$\angle \text{Dif. Ang.} \leq 120^\circ$?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.7$ p.u.?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\angle f \geq 48.3$ Hz?
Reactor Los Changos 500 kv	E1	Parinas - Likantantai C1 220 kv		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Kimal - Los Changos C2 500kv	E1	Parinas - Likantantai C1 220 kv	94	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más críticas de la ACT se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

4.2.3.6 Prioridades de Uso de los Recursos

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Sur del ACT Norte Grande, respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.24. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Sur del ACT Norte Grande.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E1	E1
Demanda de la zona (MW)	896	896
Generación de la zona (MW)	318	318
Contingencia más crítica en la zona	Kimal - Los Changos C2 500kV	Reactor Los Changos 500 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	58.2	-38.1
Distribución	SVC Domeyko : 100 %	SVC Domeyko : 100 %

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k} / dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub-ACT en condiciones de Operación Normal.

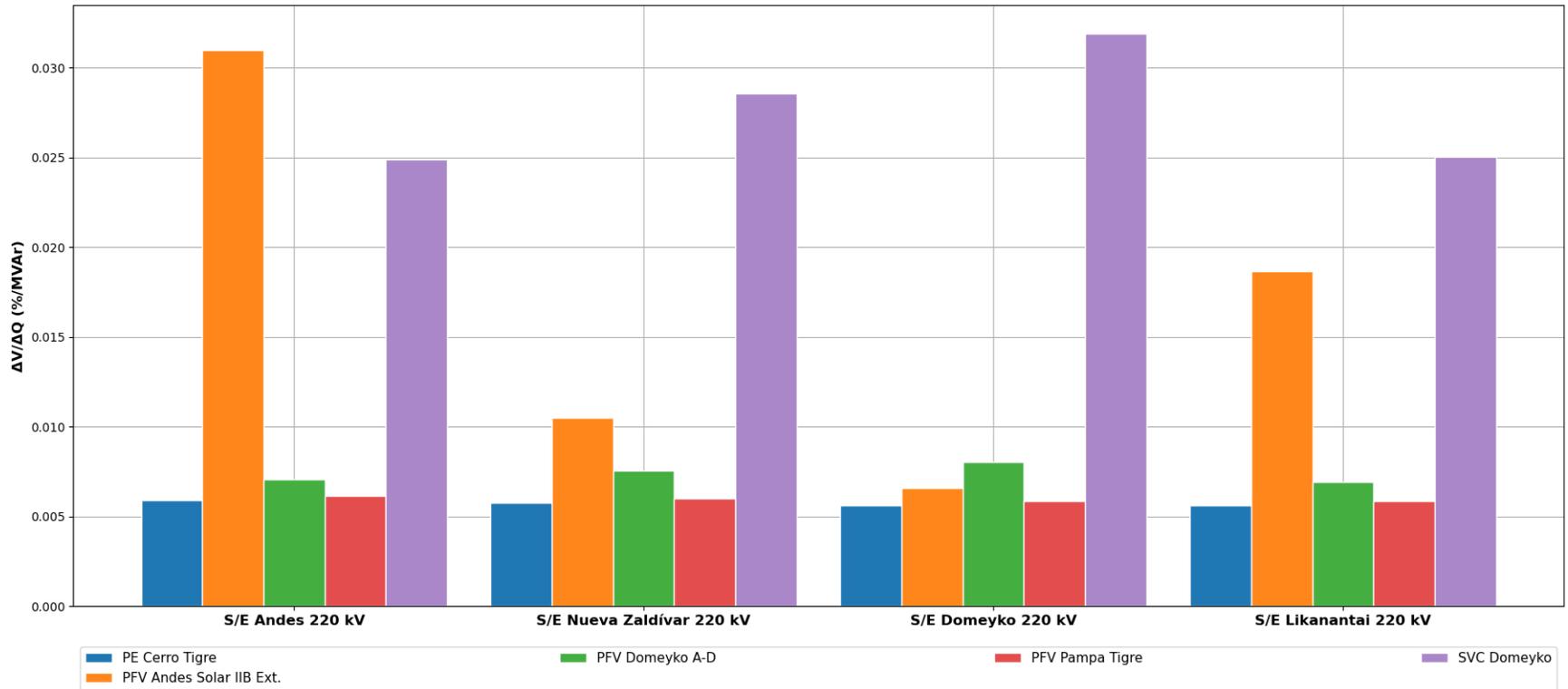


Figura 4.27. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Sur del ACT Norte Grande.

De la figura anterior se observa que para la Subárea Sur del ACT Norte Grande y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección y absorción (E1 en ambos casos) de potencia reactiva, se aprecia que el SVC de Domeyko y la central fotovoltaica Andes Sola IIB son en general, las más eficaces en el CT de las SSEE de la Sub-ACT Sur del área del Norte Grande.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

4.3 Área de CT 2: Norte Chico

Esta ACT incluye los sistemas de 500 kV, 220 kV y 110 kV comprendidos entre las barras de 500 kV de S/E Parinas, por el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico y de 220 kV de las SS/EE Nueva Los Pelambres y Los Vilos, por el sur, pero sin incluir ninguna de dichas barras, las cuales corresponden a las ACT adyacentes.

En esta ACT se distingue una subárea de control de tensión, correspondiente al subsistema de 220 kV y 110 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre 220 kV. En consecuencia, el análisis de esta ACT se subdivide en dos subáreas, la subárea Norte y la Centro-Sur, las cuales se estudiaron por separado.

4.3.1 Escenarios analizados

Los escenarios de operación utilizados para las simulaciones de las subáreas del Norte Chico se resumen en la Tabla 4.25 y la Tabla 4.26.

Tabla 4.25. Escenarios de operación para el análisis del ACT Norte Chico subárea Norte

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E1	78	133	133
E3	94	654	654
E5	81	181	181

Tabla 4.26. Escenarios de operación para el análisis del ACT Norte Chico subárea Centro-Sur

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E1	784	485	396
E3	818	1888	1762
E5	622	426	300

Esta ACT se caracteriza por presentar elevados niveles de tensión producto de la potencia reactiva inyectada por las líneas del sistema de transmisión de 500 kV Parinas – Polpaico. Esta potencia reactiva debe ser absorbida principalmente por los SVC de la S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV y por los elementos de CT existentes en el sistema de 220 kV (Central Guacolda, SVC de Diego de Almagro y los CER de Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar).

Otra característica importante de esta ACT es la diferencia en la operación en condiciones de día y de noche, producto de la gran capacidad instalada de parques fotovoltaicos. En el escenario E3 analizado se alcanzan valores de inyección del orden de 2200 MW provenientes de estos parques, los que además aportan en la absorción de potencia reactiva constante de acuerdo con los supuestos operativos (Parques ERV modo PQ), entregando un mayor margen de potencia reactiva a los elementos de CT antes mencionados con respecto a la situación de noche.

En el escenario E3 de demanda alta del SEN y altas transferencias por el sistema de 500 kV del ACT, se consideraron en servicio todos los circuitos de 500 y 220 kV del ACT y todas las compensaciones serie del sistema de 500 kV. En el Escenario E1 de demanda alta del SEN y bajas transferencias por el sistema de 500 kV del ACT, en cambio, con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideró la apertura de un circuito de todo el nuevo corredor de 220 kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Nueva Los Pelambres. Por último, en el escenario E5 de demanda baja del SEN y transferencias medias por el sistema de 500 kV del ACT, también se consideró la apertura de un circuito de todo el nuevo corredor de 220 kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Nueva Los Pelambres, y adicionalmente se consideró el puenteo de las siguientes compensaciones serie del sistema de 500 kV:

- Ambos circuitos Parinas – Cumbre 500 kV (en S/E Cumbre).
- Ambos circuitos Cumbre – Nueva Cardones 500 kV (en S/E Cumbre).
- Ambos circuitos Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV (en S/E Nueva Pan de Azúcar).
- Extremo Nueva Pan de Azúcar de ambos circuitos Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

En el Escenario E3 se consideró la operación del sistema de 220 kV abierto en la S/E Don Héctor, de tal manera de repartir la generación fotovoltaica que se conecta a esta subestación hacia Maitencillo y hacia Punta Colorada. Esta medida operacional se aplica normalmente en la operación real en horas de alta generación solar, y en el escenario indicado tiene el objeto de cumplir el criterio N-1 en el tramo Don Héctor – Punta Colorada 220 kV.

4.3.2 Subárea Norte

Todos los escenarios analizados consideran el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- SVC Plus Diego de Almagro +140/ -100 MVAR
- Reactor S/E Diego de Almagro 1x30 MVAR
- 0 de 4 bancos de CCEE S/E Diego de Almagro (4x5.4 MVAR)

4.3.2.1 Contingencias simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Falla Línea Parinas - Cumbre 500 kV C1
- Falla Línea Cumbre - Nueva Cardones 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV C1
- Desconexión Reactor de extremo Cumbre de línea Parinas - Cumbre 500 kV C1
- Desconexión Reactor Nueva Cardones 500 kV
- Desconexión SVC Nueva Pan de Azúcar N1
- Desconexión Transformador Cumbre 500/220 kV N1
- Falla Línea Francisco - Diego de Almagro 220 kV
- Falla Línea Cachiyuyal - Diego de Almagro 220 kV
- Falla Línea Diego de Almagro – Illapa 220 kV C1
- Falla Línea Illapa – Cumbre 220 kV C1
- Desconexión SVC Plus Diego de Almagro
- Desconexión Reactor Diego de Almagro

4.3.2.2 Análisis de resultados Escenario E1

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E1.

Este escenario corresponde a una condición de demanda alta del SEN, con una baja inyección de fuentes renovables en el ACT.

El detalle del despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E1

En el gráfico siguiente se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

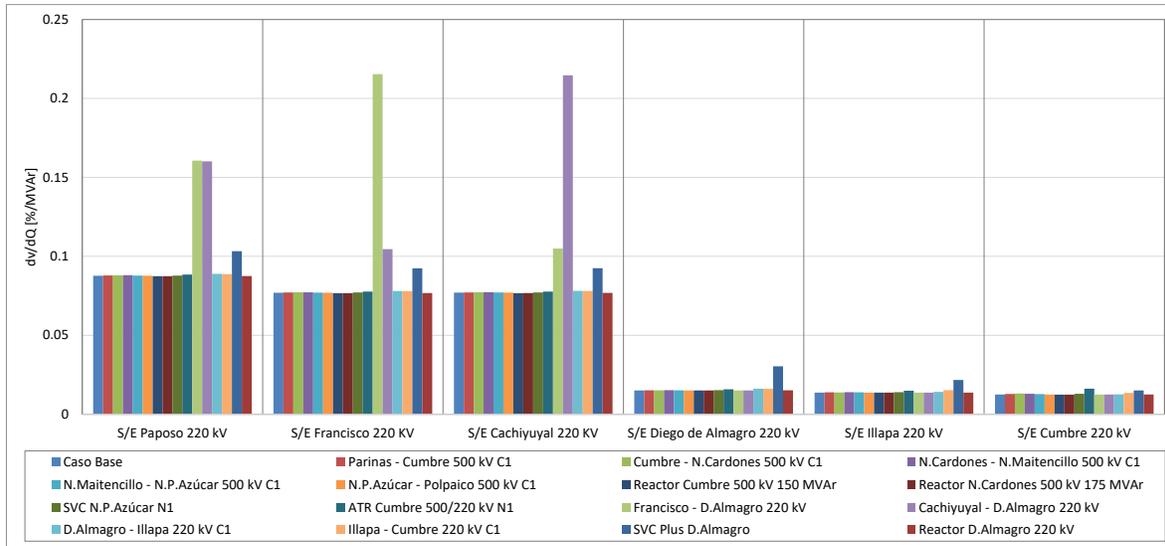


Figura 4.28. Sensibilidad de tensión (dv/dQ) en barras de 220 kV Subárea Norte ACT Norte Chico en E1.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Paposo 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde a la de S/E Francisco 220 kV para la falla de la línea Francisco – Diego de Almagro 220 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220 kV en condiciones normales y post contingencia.

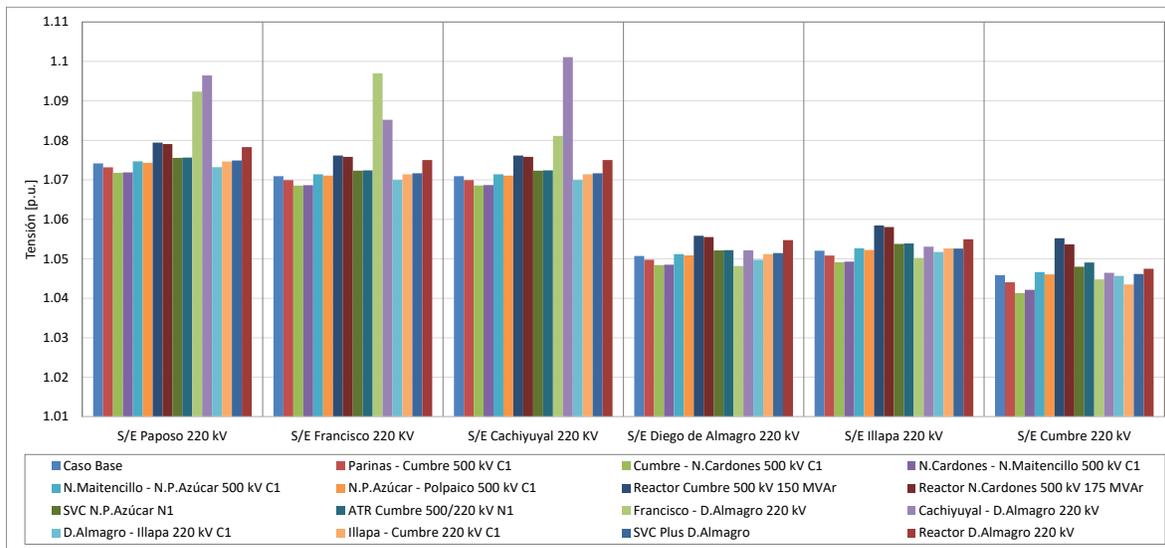


Figura 4.29. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E1.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E1

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico - Norte inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

En la primera tabla se observa que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla del circuito Francisco – Diego de Almagro 220 kV, la que precisa de una reserva interna de 8.5 MVAR, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que esta misma es la contingencia interna que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde la subárea Centro-Sur (17.5 MVAR).

Por otra parte, la contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor del extremo Cumbre del circuito Parinas - Cumbre 500 kV C1, evento que requiere una reserva interna del ACT de 17.1 MVAR, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión del reactor de S/E Diego de Almagro 220 kV es la contingencia interna que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes (27.6 MVAR).

Tabla 4.27. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E1 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																						
Falla Elemento	Parinas - Cumbre 500 kV C1		Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar		Reactor N.Cardones 500 kV 175 MVar		SVC N.P.Azúcar N1		ATR Cumbre 500/220 kV N1		Francisco - D.Almagro 220 kV		Cachiyuyal - D.Almagro 220 kV		D.Almagro - Illapa 220 kV C1		Reactor D.Almagro 220 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Plus D.Almagro	3.3	100%	7.8	100%	7.4	100%	-17.1	100%	-16.0	100%	-4.6	100%	-4.8	100%	8.5	100%	-4.8	100%	3.2	100%	-13.4	100%
T_INTERNO	3.3	100%	7.8	100%	7.4	100%	-17.1	100%	-16.0	100%	-4.6	100%	-4.8	100%	8.5	100%	-4.8	100%	3.2	100%	-13.4	100%

Tabla 4.28. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E1 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas													
Falla Transferencia	Parinas - Cumbre 500 kV C1	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar	Reactor N.Cardones 500 kV 175 MVar	SVC N.P.Azúcar N1	ATR Cumbre 500/220 kV N1	Francisco - D.Almagro 220 kV	Cachiyuyal - D.Almagro 220 kV	D.Almagro - Illapa 220 kV C1	Reactor D.Almagro 220 kV		
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	3.3	7.8	7.4	-17.1	-16.0	-4.6	-4.8	8.5	-4.8	3.2	-13.4		
NCHN-NCHS	-2.8	-6.6	-6.5	15.0	14.1	4.1	4.2	9.0	-5.1	1.6	-14.2		
TOTAL	0.4	1.2	0.9	-2.1	-1.8	-0.5	-0.7	17.5	-9.8	4.8	-27.6		

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E1

Si bien las barras más débiles pre y post contingencia corresponden a las de las SS/EE Paposo y Francisco 220 kV, respectivamente, se puede apreciar en la Figura 4.28 que estas barras presentan importantes sobretensiones y, por lo tanto, no son las más relevantes para el análisis de estabilidad de tensión. Por esta razón, las curvas Q-V se determinaron para la barra Diego de Almagro 220 kV, que es la siguiente barra más débil después de las SS/EE Paposo, Francisco y Cachiyuyal, tanto en operación normal como post contingencia. Este análisis permite verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

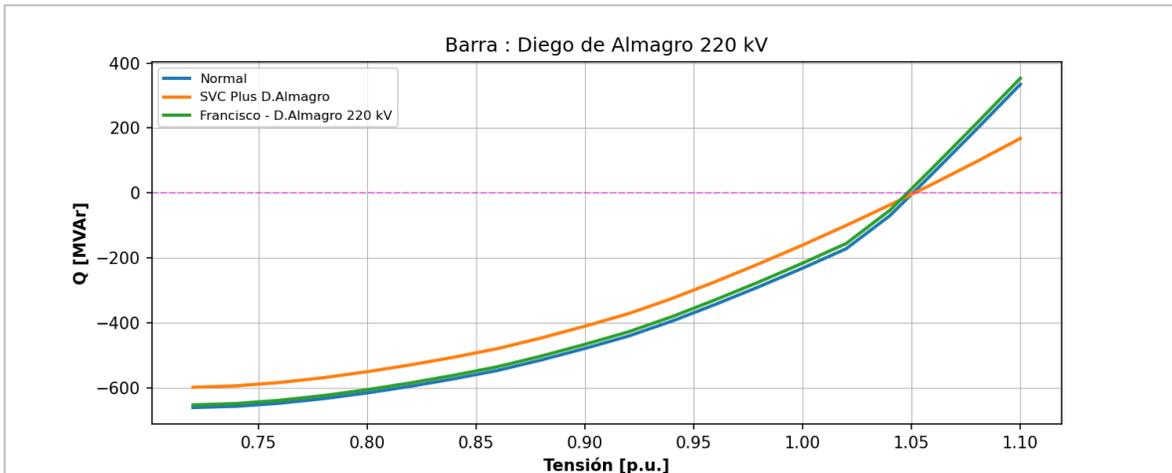


Figura 4.30. Curvas Q-V en S/E Diego de Almagro 220 kV Subárea Norte ACT Norte Chico, escenario E1.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.29. Descripción resultados Curva Q-V S/E Diego de Almagro 220 kV Subárea Norte ACT Norte Chico, escenario E1.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.051	0.972 - 1.074	0.72	661
SVC Plus D.Almagro	1.051	0.951 - 1.094	0.72	599
Francisco - D.Almagro 220 kV	1.048	0.951 - 1.094	0.72	653

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Diego de Almagro 220 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.3.2.3 Análisis de resultados Escenario E3

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E3.

Este escenario corresponde a una condición de demanda alta del SEN, con una alta inyección de fuentes renovables en el ACT.

El detalle del despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E3

En el gráfico siguiente se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

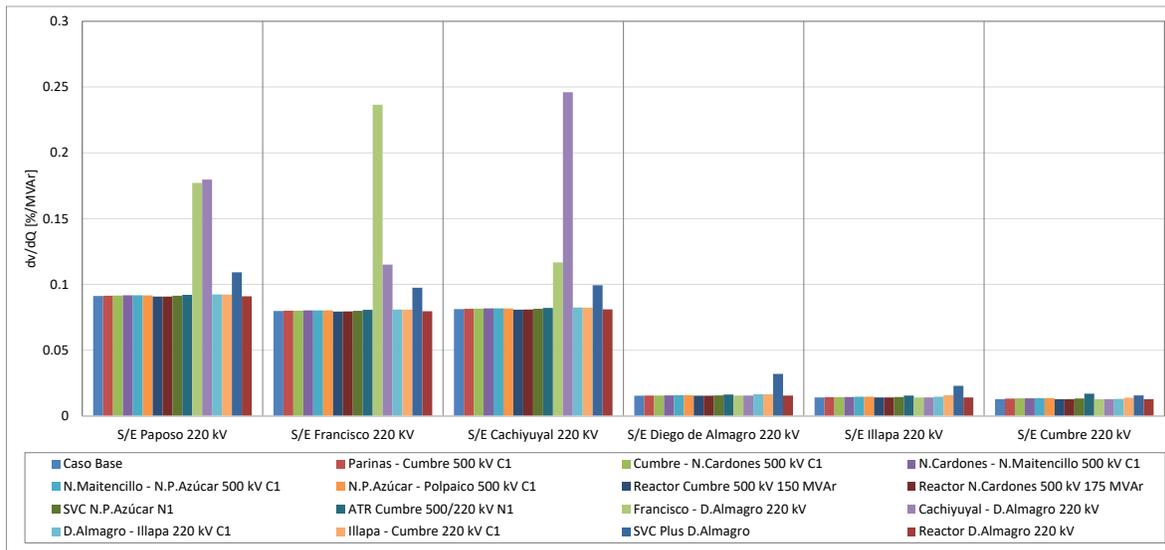


Figura 4.31. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220 kV Subárea Norte ACT Norte Chico en E3.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Paposo 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde a la de S/E Cachiyuyal 220 kV para la falla de la línea Cachiyuyal – Diego de Almagro 220 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220 kV en condiciones normales y post contingencia.

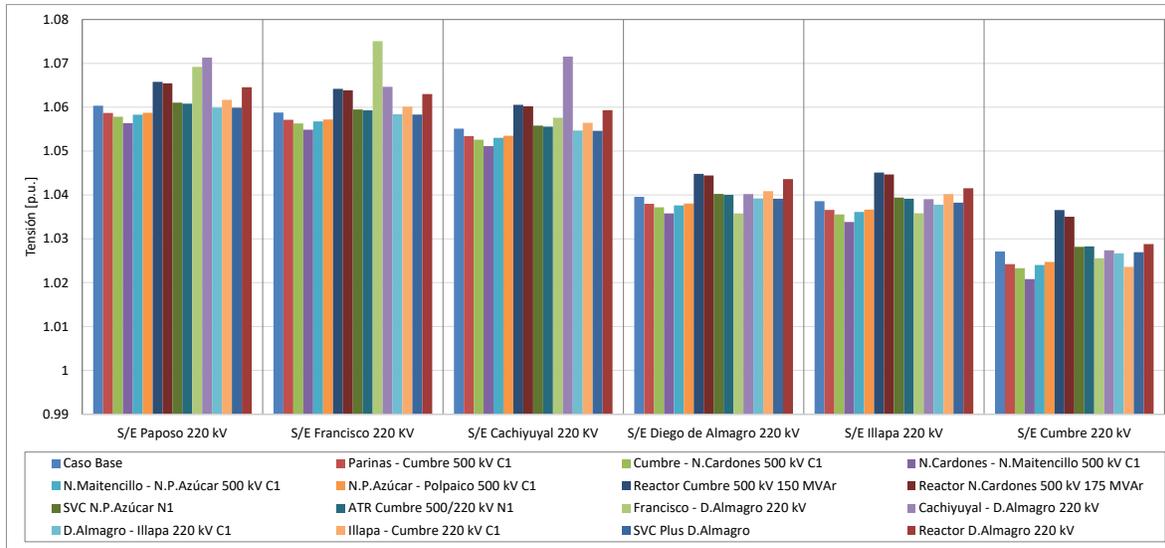


Figura 4.32. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E3.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E3

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico - Norte inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.30. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E3 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																				
Falla Elemento	Parinas - Cumbre 500 kV C1		Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1		N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1		Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar		Reactor N.Cardones 500 kV 175 MVar		Francisco - D.Almagro 220 kV		Illapa - Cumbre 220 kV C1		Reactor D.Almagro 220 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Plus D.Almagro	5.3	100%	8.0	100%	12.6	100%	6.6	100%	5.1	100%	-17.4	100%	-16.2	100%	12.6	100%	-4.3	100%	-13.5	100%
T_INTERNO	5.3	100%	8.0	100%	12.6	100%	6.6	100%	5.1	100%	-17.4	100%	-16.2	100%	12.6	100%	-4.3	100%	-13.5	100%

Tabla 4.31. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E3 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Falla Transferencia	Parinas - Cumbre 500 kV C1	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1	Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar	Reactor N.Cardones 500 kV 175 MVar	Francisco - D.Almagro 220 kV	Illapa - Cumbre 220 kV C1	Reactor D.Almagro 220 kV	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T INTERNO		5.3	8.0	12.6	6.6	5.1	-17.4	-16.2	12.6	-4.3	-13.5
NCHN-NCHS	-4.4	-11.6	-12.3	-5.8	-4.4	14.5	13.6	13.1	18.6	-14.0	
TOTAL	0.9	-3.6	0.3	0.8	0.8	-2.8	-2.7	25.7	14.3	-27.5	

En la primera tabla se observa que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT se produce ante las fallas de los circuitos Francisco – Diego de Almagro 220 kV y Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500 kV C1, las que precisan de una reserva interna de 12.6 MVAR, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la falla de la línea Francisco – Diego de Almagro 220 kV es la contingencia interna que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde la subárea Centro-Sur (25.7 MVAR).

Por otra parte, la contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor del extremo Cumbre del circuito Parinas - Cumbre 500 kV C1, evento que requiere una reserva interna del ACT de 17.4 MVAR, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión del reactor de S/E Diego de Almagro 220 kV es la contingencia interna que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes (27.5 MVAR).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E3

Al igual que para el escenario E1, las curvas Q-V se determinaron para la barra Diego de Almagro 220 kV, que corresponde a la barra más débil pre y post contingencia después de las SS/EE Paposo, Francisco y Cachiyuyal, las cuales no son las más relevantes para el análisis de estabilidad de tensión debido a las importantes sobretensiones que presentan (Ver Figura 4.31). Este análisis permite verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

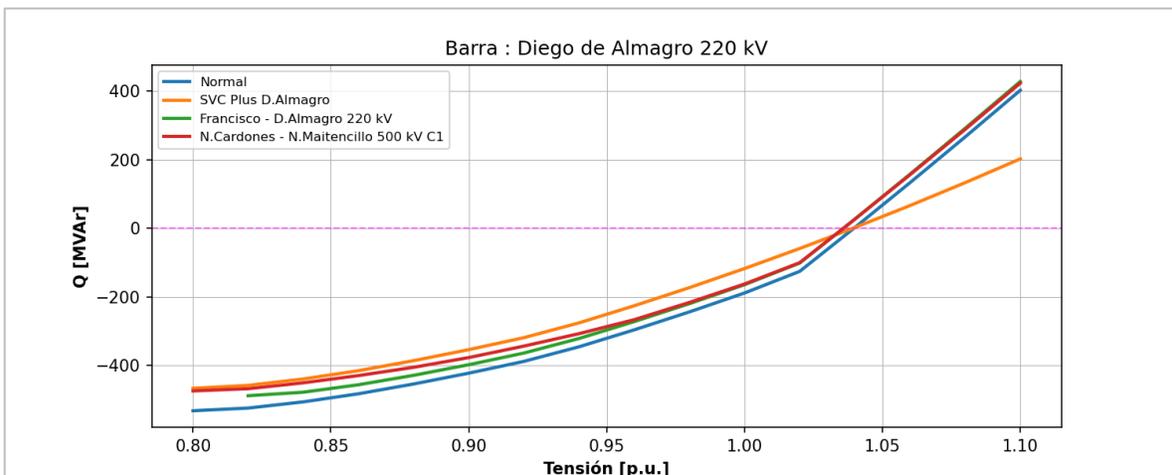


Figura 4.33. Curvas Q-V en S/E Diego de Almagro 220 kV Subárea Norte ACT Norte Chico, escenario E3.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.32. Descripción resultados Curva Q-V S/E Diego de Almagro 220 kV Subárea Norte ACT Norte Chico, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.040	0.972 - 1.074	0.80	531
SVC Plus D.Almagro	1.039	0.951 - 1.094	0.80	466
Francisco - D.Almagro 220 kV	1.036	0.951 - 1.094	0.82	488
N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	1.036	0.951 - 1.094	0.80	474

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Diego de Almagro 220 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.3.2.4 Análisis de resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E5.

Este escenario corresponde a una condición de demanda baja del SEN, con una baja inyección de fuentes renovables en el ACT.

El detalle del despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E5

En el gráfico siguiente se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

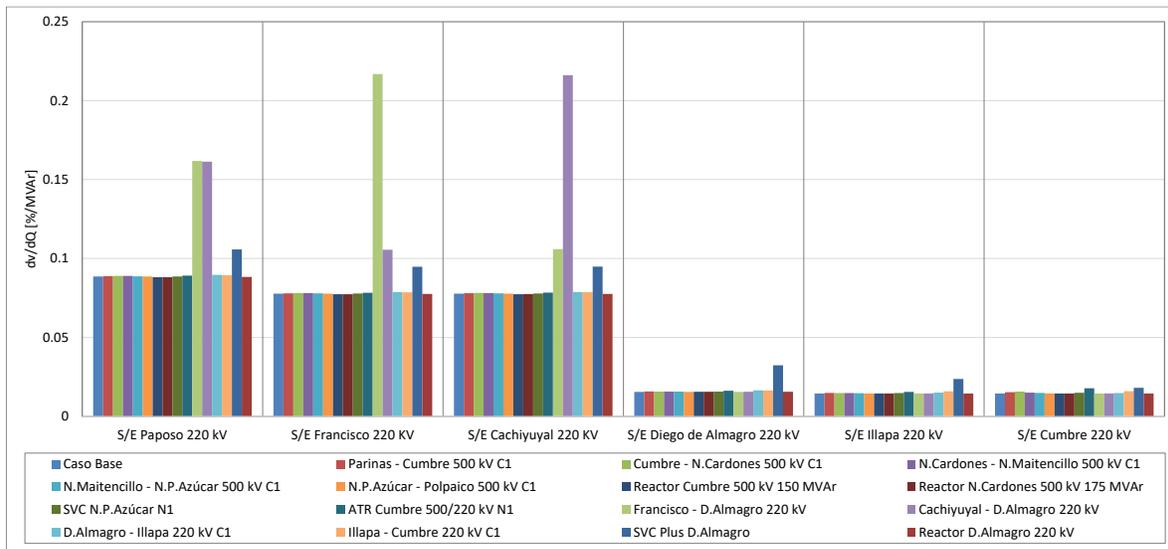


Figura 4.34. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220 kV Subárea Norte ACT Norte Chico en E5.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Paposo 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde a la de S/E Francisco 220 kV para la falla de la línea Francisco – Diego de Almagro 220 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220 kV en condiciones normales y post contingencia.

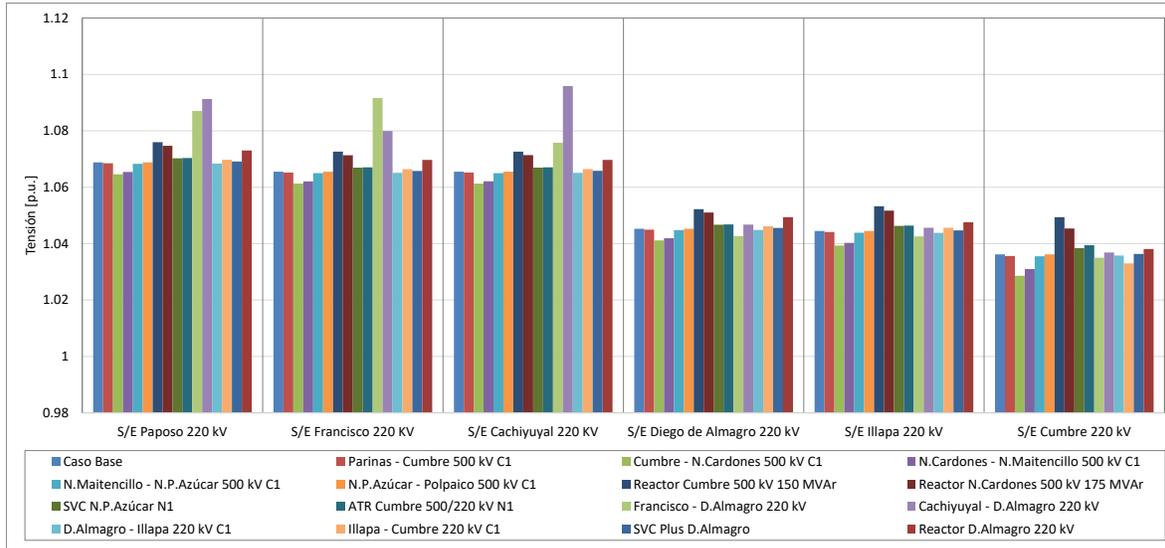


Figura 4.35. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E5.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E5

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico - Norte inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.33. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E5 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																				
Falla Elemento	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar		Reactor N.Cardones 500 kV 175 MVar		SVC N.P.Azúcar N1		ATR Cumbre 500/220 kV N1		Francisco - D.Almagro 220 kV		Cachiyuyal - D.Almagro 220 kV		Illapa - Cumbre 220 kV C1		Reactor D.Almagro 220 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Plus D.Almagro	13.8	100%	11.2	100%	-23.3	100%	-19.1	100%	-4.8	100%	-5.1	100%	8.7	100%	-4.9	100%	-3.0	100%	-13.7	100%
T_INTERNO	13.8	100%	11.2	100%	-23.3	100%	-19.1	100%	-4.8	100%	-5.1	100%	8.7	100%	-4.9	100%	-3.0	100%	-13.7	100%

Tabla 4.34. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E5 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas												
Falla Transferencia	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar	Reactor N.Cardones 500 kV 175	SVC N.P.Azúcar N1	ATR Cumbre 500/220 kV N1	Francisco - D.Almagro 220 kV	Cachiyuyal - D.Almagro 220 kV	Illapa - Cumbre 220 kV C1	Reactor D.Almagro 220 kV		
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar		
T INTERNO	13.8	11.2	-23.3	-19.1	-4.8	-5.1	8.7	-4.9	-3.0	-13.7		
NCHN-NCHS	-10.7	-9.8	20.6	17.1	4.2	4.1	8.6	-4.8	13.1	-13.6		
TOTAL	3.1	1.4	-2.7	-2.1	-0.5	-0.9	17.3	-9.7	10.2	-27.3		

En la primera tabla se observa que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla del circuito Cumbre – Nueva Cardones 500 kV C1, la que precisa de una reserva interna de 13.8 MVar, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la falla de la línea Francisco – Diego de Almagro 220 kV es la contingencia interna que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde la subárea Centro-Sur (17.3 MVar).

Por otra parte, la contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor del extremo Cumbre del circuito Parinas - Cumbre 500 kV C1, evento que requiere una reserva interna del ACT de 23.3 MVar, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión del reactor de S/E Diego de Almagro 220 kV es la contingencia interna que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes (27.3 MVar).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E5

Al igual que para los escenarios E1 y E3, las curvas Q-V se determinaron para la barra Diego de Almagro 220 kV, que corresponde a la barra más débil pre y post contingencia después de las SS/EE Paposo, Francisco y Cachiyuyal, las cuales no son las más relevantes para el análisis de estabilidad de tensión debido a las importantes sobretensiones que presentan (Ver Figura 4.34). Este análisis permite verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

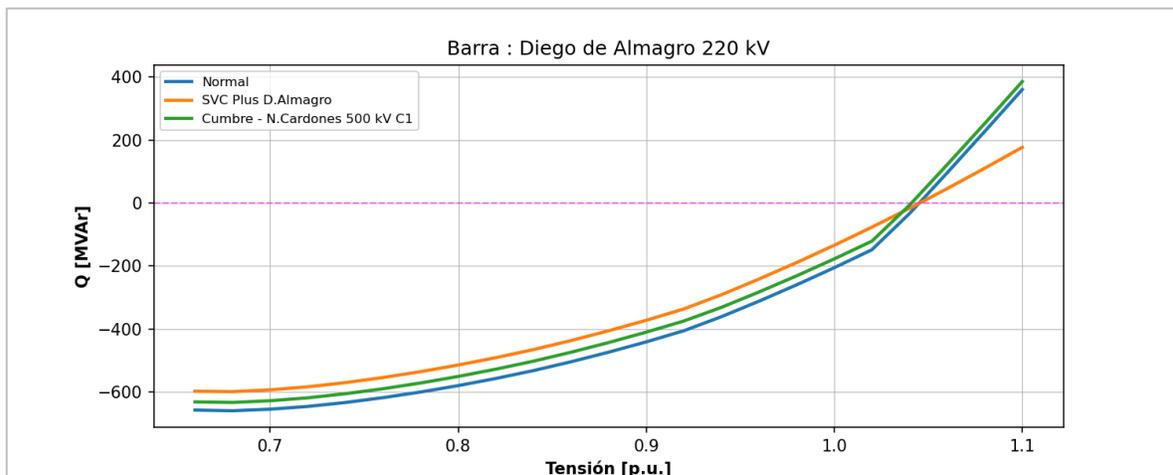


Figura 4.36. Curvas Q-V en S/E Diego de Almagro 220 kV Subárea Norte ACT Norte Chico, escenario E5.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.35. Descripción resultados Curva Q-V S/E Diego de Almagro 220 kV Subárea Norte ACT Norte Chico, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.045	0.972 - 1.074	0.68	660
SVC Plus D.Almagro	1.046	0.951 - 1.094	0.68	599
Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	1.041	0.951 - 1.094	0.68	633

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Diego de Almagro 220 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.3.2.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para el escenario E5, en el cual se obtuvieron los mayores requerimientos tanto de inyección como de absorción de potencia reactiva de la subárea, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para las contingencias, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.36. Resumen verificación comportamiento dinámico Subárea Norte del ACT Norte Chico.

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
	Línea	Máx.Transf. Post-Cont. [MW]	ξ ($\geq 5\%$)	Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	Vmín. ≥ 0.7	V >0.8 en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	f ≥ 48.3 Hz
Falla 2F-TN.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C2	1521	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Desconexión Reactor Parinas 500 kV N1	N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C2	1052	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más críticas de la ACT se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

4.3.2.6 Prioridades de Uso de los Recursos

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Norte del ACT Norte Chico, respecto de los requerimientos de

inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquel que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.37. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Norte del ACT Norte Chico.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E5	E5
Demanda de la zona (MW)	81	81
Generación de la zona (MW)	181	181
Contingencia más crítica en la zona	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	Reactor Cumbre 500 kV 150 MVAR
Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVAR)	13.8	-23.3
Distribución	SVC Plus D.Almagro 100%	SVC Plus D.Almagro 100%

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub-ACT en condiciones de Operación Normal.

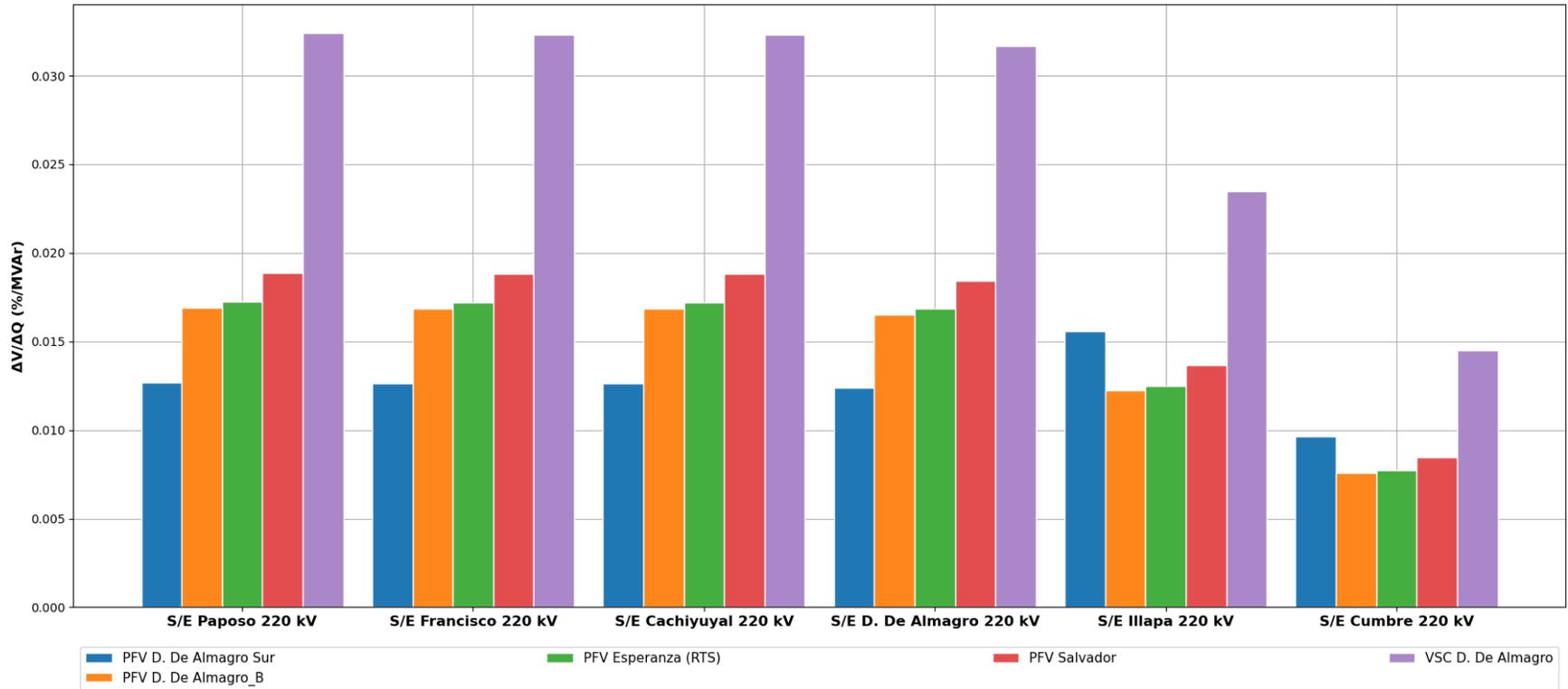


Figura 4.37. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte del ACT Norte Chico.

De la figura anterior se observa que para la Subárea Norte del ACT Norte Chico y en el escenario más exigente correspondiente a los casos de inyección y absorción de potencia reactiva (E5), el SVC Plus de Diego de Almagro corresponde al único elemento de control dinámico existente en la subárea. Con respecto a los parques ERV, se puede apreciar que los más efectivos para el CT de las SS/EE Paposo, Francisco, Cachiyuyal y Diego de Almagro son los PFV Salvador, Esperanza y Diego de Almagro. Por otro lado, en las SS/EE Illapa y Cumbre el recurso más efectivo es el PFV Diego de Almagro Sur.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

4.3.3 Subárea Centro-Sur

Todos los escenarios analizados consideran el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Reactor de S/E Nueva Cardones 500 kV 175 MVAR
- 2 SVC S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV +50/- 200 MVAR
- CER S/E Cardones +100/-60 MVAR
- 0 de 2 bancos de CCEE de S/E Cardones (2x5.4 MVAR)
- CER S/E Maitencillo +24/-28 MVAR
- 2-3 unidades de la Central Guacolda
- 0 de 2 bancos de CCEE de S/E Maitencillo (2x5 MVAR)
- 2 CER S/E Pan de Azúcar +24/-28 MVAR
- 0 de 1 banco de CCEE de S/E Pan de Azúcar (1x75 MVAR)

4.3.3.1 Contingencias simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Falla Línea Parinas - Cumbre 500 kV C1
- Falla Línea Cumbre - Nueva Cardones 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV C1
- Desconexión Reactor extremo Cumbre de línea Parinas - Cumbre 500 kV C1
- Desconexión Reactor Nueva Cardones 500 kV
- Desconexión SVC Nueva Pan de Azúcar N1
- Desconexión Reactor extremo Nueva Pan de Azúcar de línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV C1
- Desconexión Transformador Cumbre 500/220 kV N1
- Desconexión Transformador Nueva Cardones 500/220 kV N1

- Desconexión Transformador Nueva Maitencillo 500/220 kV N1
- Desconexión Transformador Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV N1
- Desconexión SVC Plus Diego de Almagro
- Falla Línea Cardones - Algarrobal 220 kV C2
- Falla Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada 220 kV C1
- Falla Línea Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 220 kV C1
- Falla Línea Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV C2
- Falla Línea Don Goyo - Punta Sierra 220 kV C2
- Falla Línea Pan de Azúcar - La Cebada 220 kV C1
- Falla Línea Punta Sierra - Nueva Los Pelambres 220 kV C2
- Falla Línea Las Palmas - Los Vilos 220 kV C1
- Desconexión CER Cardones
- Falla Línea Cardones - Minera La Candelaria 220 kV (pérdida consumo Minera La Candelaria)

4.3.3.2 Análisis de resultados Escenario E1

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E1.

Este escenario corresponde a una condición de demanda alta del SEN, con una baja inyección de fuentes renovables en el ACT y transferencias muy bajas por el sistema de 500 kV. Las transferencias por los tramos que interconectan con las ACT adyacentes son de 318 MW desde S/E Parinas hacia S/E Cumbre y de 34 MW desde S/E Polpaico hacia S/E Nueva Pan de Azúcar.

El detalle del despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E1

En los gráficos siguientes se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 500 y 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

Sistema de 500 kV

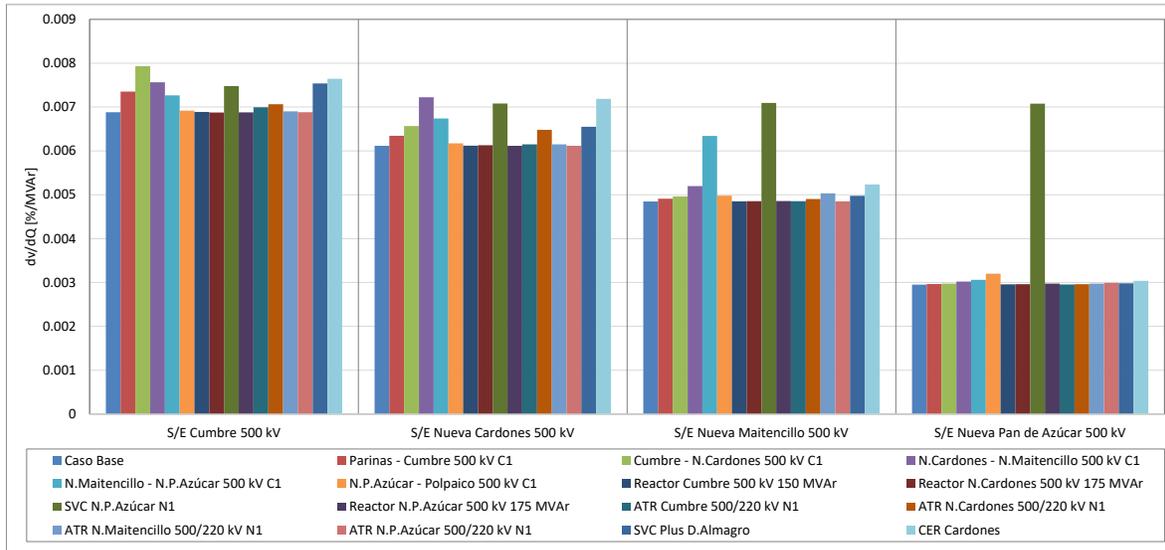


Figura 4.38. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 500 kV Subárea Centro-Sur ACT Norte Chico en E1.

En el gráfico anterior se puede observar que la barra de S/E Cumbre 500 kV corresponde a la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia para la falla en la línea Cumbre – Nueva Cardones 500 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 500kV en condiciones normales y post contingencia.

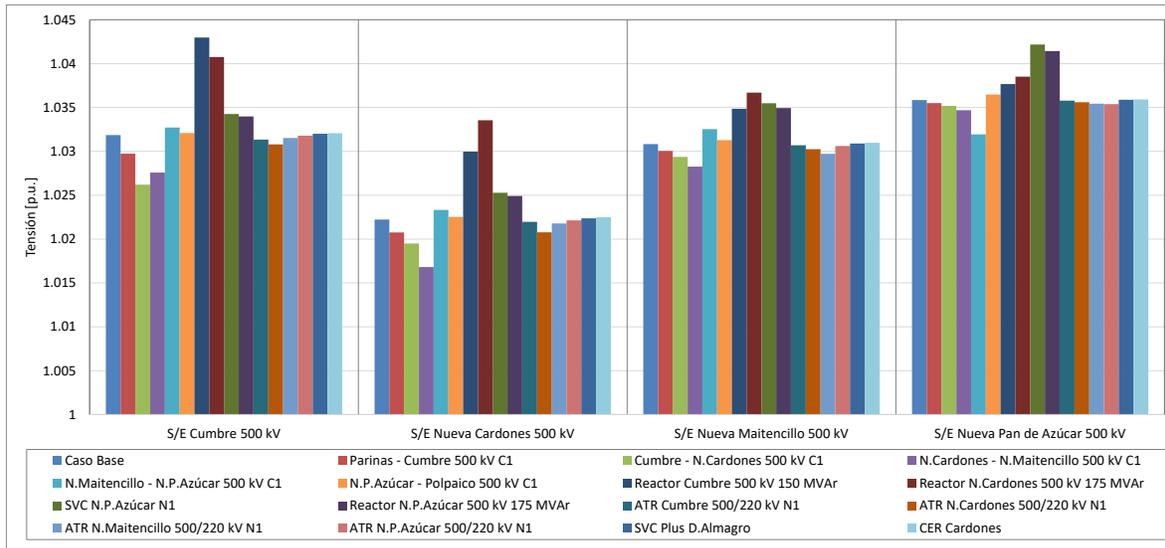


Figura 4.39. Tensiones en barras de 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E1.

Sistema de 220 kV

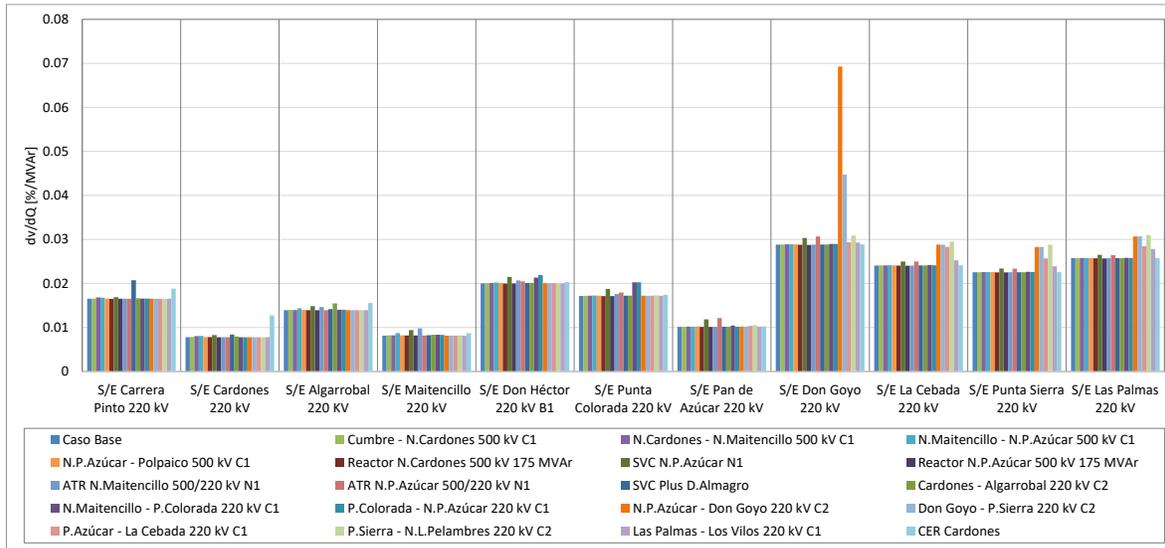


Figura 4.40. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 220 kV Subárea Centro-Sur ACT Norte Chico en E1.

En el gráfico anterior se puede observar que la barra de S/E Don Goyo 220 kV corresponde a la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia para la falla en la línea Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220 kV en condiciones normales y post contingencia.

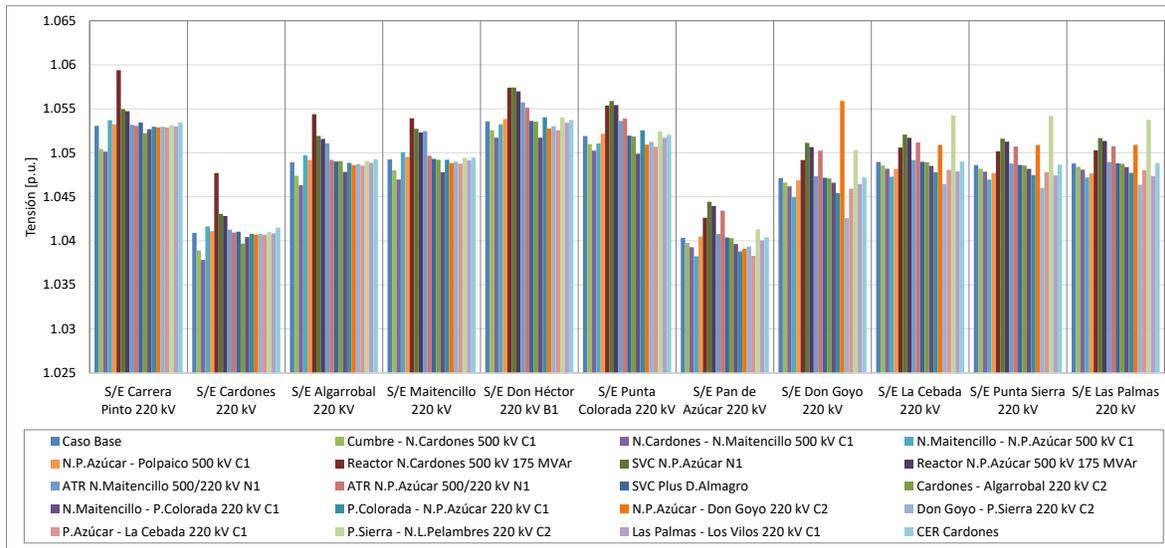


Figura 4.41. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E1.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E1

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

En la primera tabla se observa que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla del circuito Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 500 kV C1, la que precisa de una reserva interna de 77.4 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (100%). En la segunda tabla se puede apreciar que esta contingencia también es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (98.5 MVar).

Por otra parte, la contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor del extremo Nueva Pan de Azúcar del circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico kV C1, evento que requiere una reserva interna del ACT de 140.6 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (79%). En la segunda tabla se puede apreciar que esta contingencia también es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes (197.0 MVar).

Tabla 4.38. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E1 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																	
Falla Elemento	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1		Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar		Reactor N.Cardones 500 kV 175 MVar		SVC N.P.Azúcar N1		Reactor N.P.Azúcar 500 kV 175 MVar		Cardones - Min.L.Candelaria 220 kV		
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	
Guacolda U3	1.1	4%	2.0	4%	-0.7	-1%	-2.8	4%	-4.1	4%	-3.0	3%	-2.7	2%	-0.6	3%	
Guacolda U5	1.1	4%	2.0	4%	-0.7	-1%	-2.8	4%	-4.1	4%	-3.0	3%	-2.7	2%	-0.6	3%	
Río Huasco	0.1	0%	0.2	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	0.0	0%	
Los Molles U1	0.0	0%	0.1	0%	0.1	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.3	0%	0.0	0%	
SVC N.P.Azúcar N1	6.6	23%	11.7	24%	39.1	50%	-18.5	24%	-27.0	25%			-56.9	40%	-4.2	20%	
SVC N.P.Azúcar N2	6.5	23%	11.6	24%	39.0	50%	-18.2	24%	-26.4	25%	-63.1	66%	-55.0	39%	-4.2	19%	
CER Cardones	10.0	35%	15.3	32%	-3.6	-5%	-24.9	33%	-33.9	31%	-10.9	11%	-9.6	7%	-10.6	49%	
CER Maitencillo	1.6	6%	2.9	6%	-1.1	-1%	-4.2	6%	-6.0	6%	-4.5	5%	-4.0	3%	-0.8	4%	
CER P.Azúcar N1	0.8	3%	1.4	3%	2.7	4%	-2.0	3%	-2.9	3%	-5.3	6%	-4.7	3%	-0.3	1%	
CER P.Azúcar N2	0.8	3%	1.4	3%	2.7	4%	-2.0	3%	-2.9	3%	-5.3	6%	-4.7	3%	-0.3	1%	
T_INTERNO	28.6	100%	48.5	100%	77.4	100%	-75.8	100%	-107.7	100%	-95.5	100%	-140.6	100%	-21.5	100%	

Tabla 4.39. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E1 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Transferencia	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar	Reactor N.Cardones 500 kV 175 MVar	SVC N.P.Azúcar N1	Reactor N.P.Azúcar 500 kV 175 MVar	Cardones - Min.L.Candelaria 220 kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	28.6	48.5	77.4	-75.8	-107.7	-95.5	-140.6	-21.5
NCHS-Centro	4.7	8.7	27.7	-18.6	-19.8	-45.4	-40.1	18.3
NCHS-NCHN	6.6	6.5	-1.4	-15.0	-14.1	-4.1	-3.6	-2.3
NCHS-NGN	33.5	25.4	-5.1	-66.9	-53.5	-14.4	-12.7	-6.3
TOTAL	73.4	89.0	98.5	-171.4	-195.2	-159.4	-197.0	-11.8

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E1

Para las barras Cumbre 500 kV (Barra de 500 kV más débil pre y post contingencia) y Don Goyo 220 kV (Barra de 220 kV más débil pre y post contingencia), se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Sistema de 500 kV

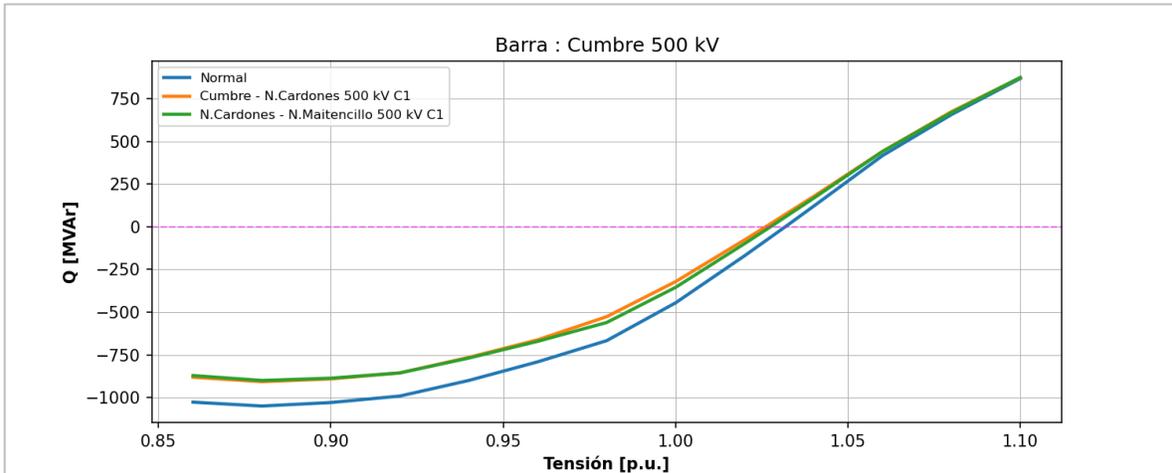


Figura 4.42. Curvas Q-V en S/E Cumbre 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E1.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.40. Descripción resultados Curva Q-V S/E Cumbre 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E1.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.032	0.993 - 1.055	0.88	1050
Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	1.026	0.973 - 1.075	0.88	907
N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	1.028	0.973 - 1.075	0.88	900

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Cumbre 500 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

Sistema de 220 kV

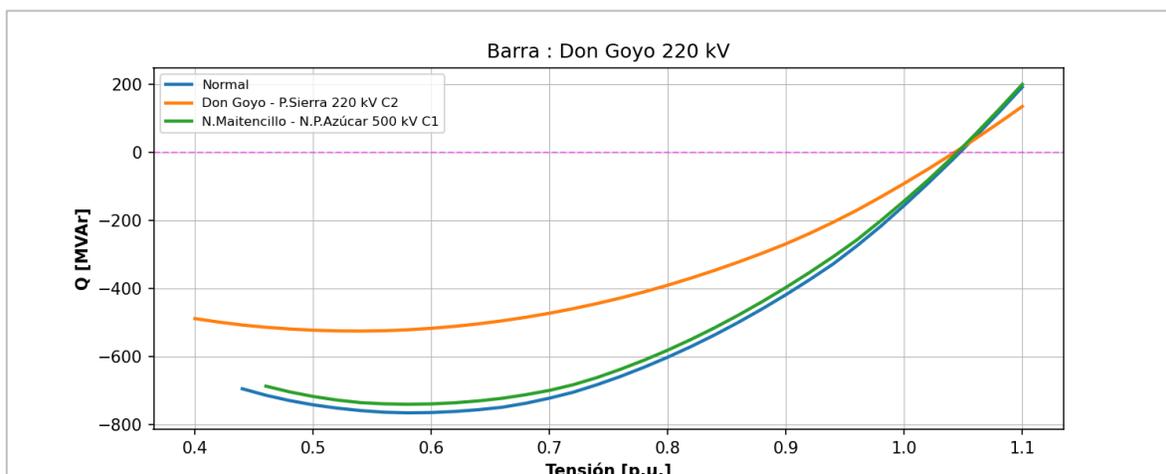


Figura 4.43. Curvas Q-V en S/E Don Goyo 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E1.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.41. Descripción resultados Curva Q-V S/E Don Goyo 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E1.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.047	0.985 - 1.088	0.58	767
Don Goyo - P.Sierra 220 kV C2	1.043	0.964 - 1.109	0.54	526
N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	1.045	0.964 - 1.109	0.58	741

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Don Goyo 220 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.3.3.3 Análisis de resultados Escenario E3

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E3.

Este escenario corresponde a una condición de demanda alta del SEN, con una alta inyección de fuentes renovables en el ACT y transferencias altas en el sentido norte → sur por el sistema de 500 kV. Las transferencias por los tramos que interconectan con las ACT adyacentes son de 454 MW desde S/E Parinas hacia S/E Cumbre y de 1791 MW desde S/E Nueva Pan de Azúcar hacia S/E Polpaico.

El detalle del despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E3

En los gráficos siguientes se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 500 y 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

Sistema de 500 kV

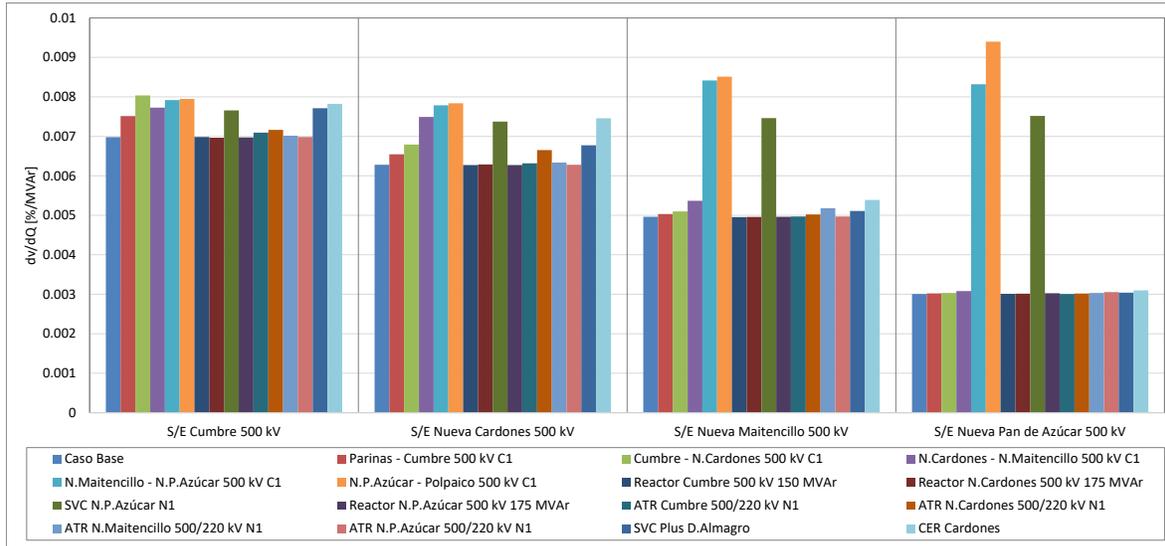


Figura 4.44. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 500 kV Subárea Centro-Sur ACT Norte Chico en E3.

Como se puede apreciar en la figura anterior, en condiciones normales la barra con mayor sensibilidad corresponde a la de S/E Cumbre 500 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde a la de S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV para la falla en la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 500 kV en condiciones normales y post contingencia.

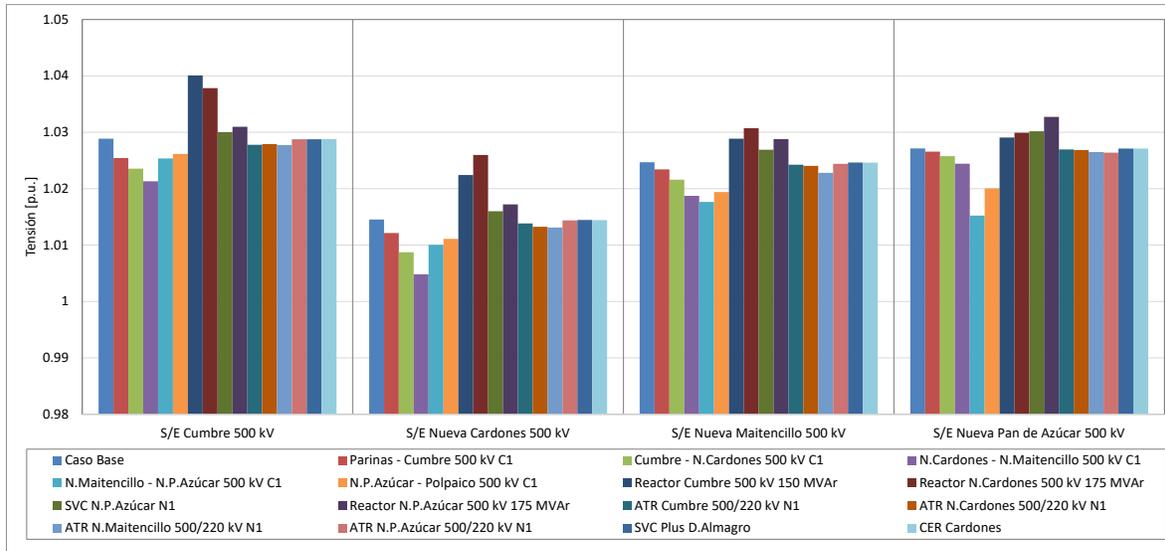


Figura 4.45. Tensiones en barras de 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E3.

Sistema de 220 kV

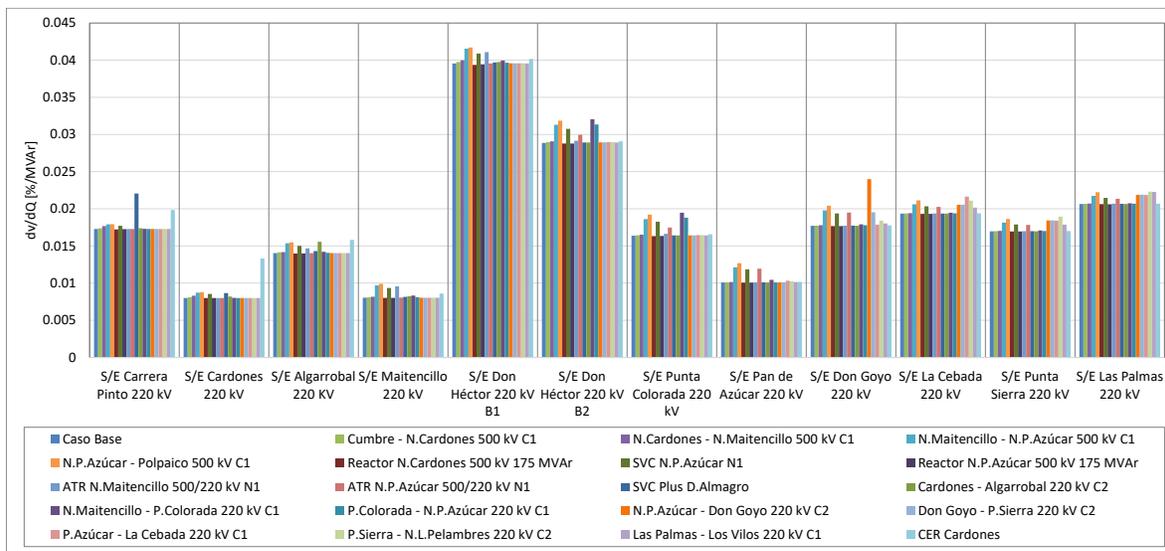


Figura 4.46. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 220 kV Subárea Centro-Sur ACT Norte Chico en E3.

En el gráfico anterior se puede observar que la barra B1 de la S/E Don Héctor 220 kV corresponde a la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia para la falla en la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220 kV en condiciones normales y post contingencia.

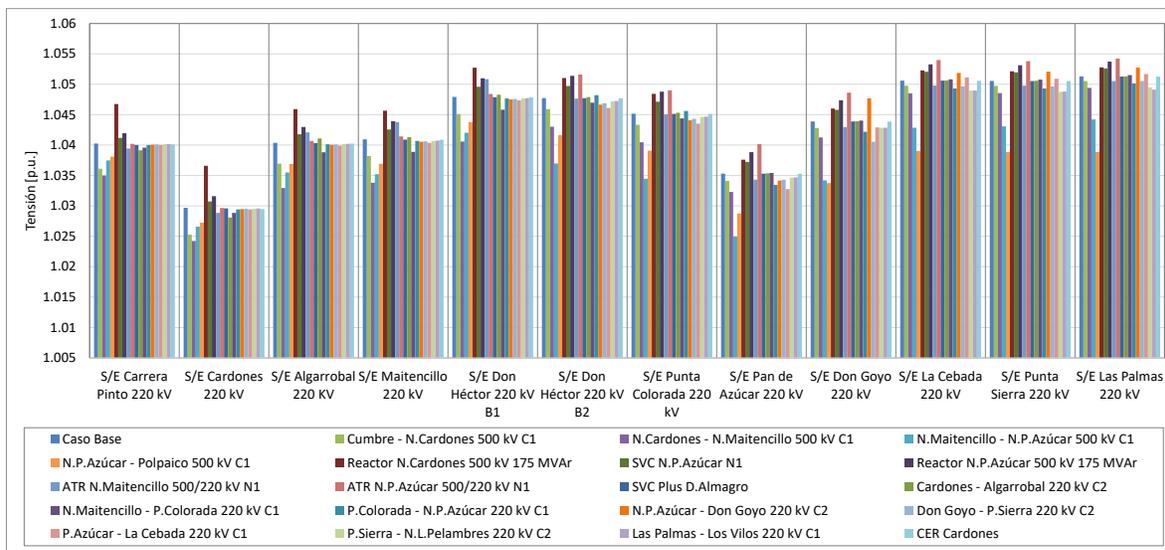


Figura 4.47. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E3.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E3

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.42. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3 para diversas contingencias

Elemento	Falla	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																					
		Parinas - Cumbre 500 kV C1		Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1		N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1		Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar		Reactor N.Cardones 500 kV 175 MVar		SVC N.P.Azúcar N1		Reactor N.P.Azúcar 500 kV 175 MVar		N.Maitencillo - P.Colorada 220 kV C1		Cardones - Min.L.Candelaria 220 kV	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
Guacolda U3		0.8	3%	2.2	4%	5.9	5%	4.7	3%	3.3	2%	-2.7	3%	-3.9	3%	-1.3	2%	-2.5	2%	1.7	7%	1.1	3%
Guacolda U4		0.8	3%	2.3	4%	6.0	5%	4.8	3%	3.4	3%	-2.8	3%	-4.0	3%	-1.4	2%	-2.5	2%	1.7	7%	1.2	3%
Guacolda U5		0.8	3%	2.2	4%	5.8	5%	4.7	3%	3.3	2%	-2.7	3%	-3.8	3%	-1.3	2%	-2.4	2%	1.7	7%	1.1	3%
Río Huasco		0.1	0%	0.2	0%	0.7	1%	0.4	0%	0.3	0%	-0.3	0%	-0.4	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	0.1	0%	0.1	0%
Los Molles U1		0.0	0%	0.1	0%	0.2	0%	0.7	0%	0.4	0%	-0.1	0%	-0.1	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	0.0	0%	0.1	0%
SVC N.P.Azúcar N1		5.7	24%	13.9	22%	27.1	23%	46.4	30%	45.5	34%	-19.6	24%	-28.4	25%			-57.8	41%	6.9	27%	12.8	36%
SVC N.P.Azúcar N2		5.6	23%	13.7	22%	26.9	23%	44.8	29%	44.8	33%	-19.0	23%	-27.3	24%	-61.2	79%	-54.2	38%	6.8	27%	12.6	35%
CER Cardones		7.8	32%	22.2	35%	27.3	23%	15.5	10%	12.1	9%	-25.7	32%	-34.5	30%	-5.2	7%	-9.6	7%	4.2	16%	2.2	6%
CER Maitencillo		1.3	5%	3.5	6%	9.2	8%	7.4	5%	5.2	4%	-4.3	5%	-6.1	5%	-2.1	3%	-3.9	3%	2.6	10%	1.8	5%
CER P.Azúcar N1		0.6	2%	1.6	2%	3.9	3%	13.4	9%	8.4	6%	-2.1	3%	-3.0	3%	-2.5	3%	-4.6	3%	-0.1	-1%	1.5	4%
CER P.Azúcar N2		0.6	2%	1.6	2%	3.9	3%	13.4	9%	8.4	6%	-2.1	3%	-3.0	3%	-2.5	3%	-4.6	3%	-0.1	-1%	1.5	4%
T_INTERNO		24.2	100%	63.4	100%	116.9	100%	156.1	100%	135.2	100%	-81.3	100%	-114.4	100%	-77.7	100%	-142.4	100%	25.4	100%	36.1	100%

Tabla 4.43. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3 para diversas contingencias

Falla Transferencia	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
	Parinas - Cumbre 500 kV C1	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1	Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar	Reactor N.Cardones 500 kV 175 MVar	SVC N.P.Azúcar N1	Reactor N.P.Azúcar 500 kV 175 MVar	N.Maitencillo - P.Colorada 220 kV C1	Cardones - Min.L.Candelaria 220 kV	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	
T_INTERNO	24.2	63.4	116.9	156.1	135.2	-81.3	-114.4	-77.7	-142.4	25.4	36.1	
NCHS-Centro	4.0	9.3	20.0	88.6	267.0	-15.0	-21.8	-23.1	-42.5	3.9	29.3	
NCHS-NCHN	4.4	11.6	12.3	5.8	4.4	-14.5	-13.6	-1.9	-3.4	1.1	0.5	
NCHS-NGN	42.6	32.3	45.9	21.4	16.4	-69.1	-55.2	-7.1	-13.0	3.9	4.8	
TOTAL	75.2	116.7	195.0	271.9	423.0	-180.0	-204.9	-109.7	-201.3	34.3	70.7	

En la primera tabla se observa que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla del circuito Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 500 kV C1, el que precisa de una reserva interna de 156.1 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (59%) y los CER de S/E Pan de Azúcar (18%). En la segunda tabla se puede apreciar que la falla del circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C1 es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (423.0 MVAR).

Por otra parte, la contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor del extremo Nueva Pan de Azúcar del circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico kV C1, evento que requiere una reserva interna del ACT de 142.4 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (79%). En la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión del reactor de S/E Nueva Cardones 500 kV es la contingencia que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes (204.9 MVAR).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E3

Para las barras Cumbre 500 kV (Barra de 500 kV más débil pre contingencia), Nueva Pan de Azúcar 500 kV (Barra de 500 kV más débil post contingencia) y Don Héctor 220 kV B1 (Barra de 220 kV más débil pre y post contingencia), se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Sistema de 500 kV

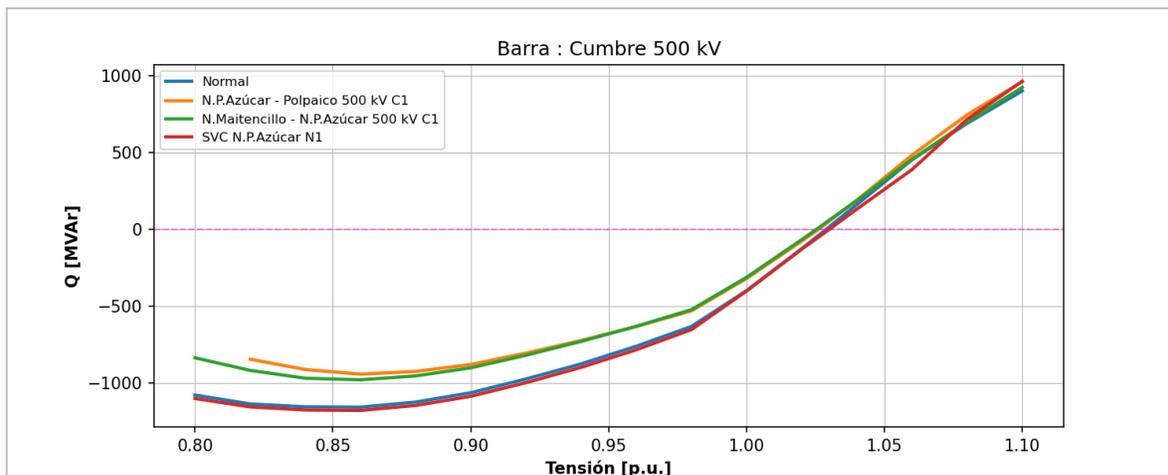


Figura 4.48. Curvas Q-V en S/E Cumbre 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.44. Descripción resultados Curva Q-V S/E Cumbre 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.029	0.993 - 1.055	0.86	1158
N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1	1.026	0.973 - 1.075	0.86	943
N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	1.025	0.973 - 1.075	0.86	980
SVC N.P.Azúcar N1	1.030	0.973 - 1.075	0.86	1179

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Cumbre 500 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

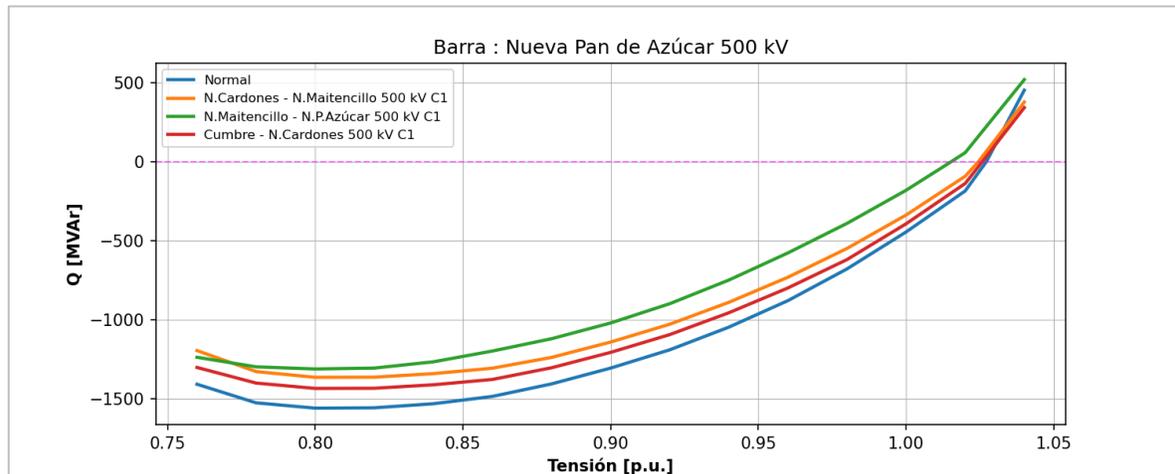


Figura 4.49. Curvas Q-V en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.45. Descripción resultados Curva Q-V S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.027	0.987 - 1.049	0.80	1558
N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	1.024	0.967 - 1.069	0.80	1363
N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	1.015	0.967 - 1.069	0.80	1310
Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	1.026	0.967 - 1.069	0.80	1433

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Nueva Pan de Azúcar 500 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

Sistema de 220 kV

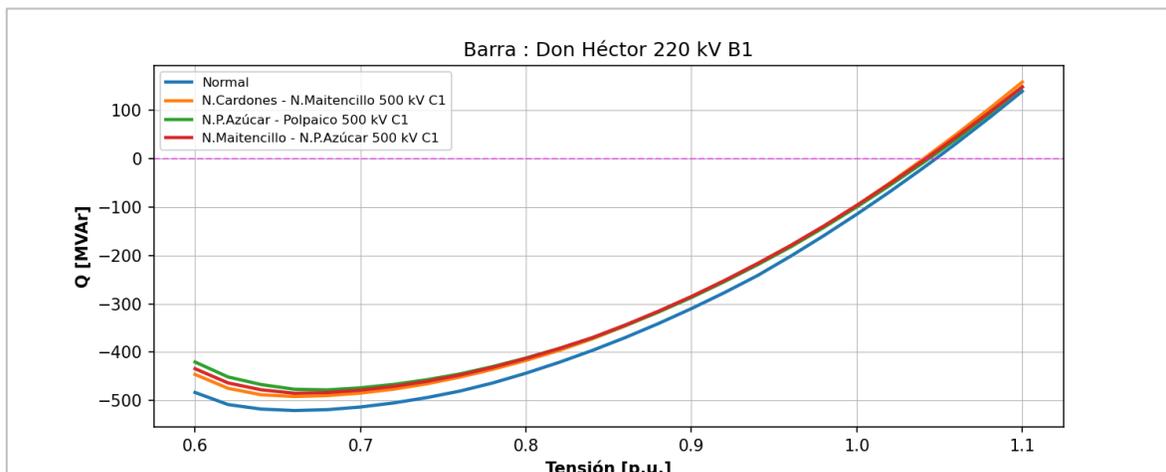


Figura 4.50. Curvas Q-V en Barra B1 de S/E Don Héctor 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.46. Descripción resultados Curva Q-V Barra B1 S/E Don Héctor 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.048	0.985 - 1.088	0.66	520
N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	1.041	0.964 - 1.109	0.66	491
N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1	1.044	0.964 - 1.109	0.68	478
N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	1.042	0.964 - 1.109	0.66	485

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Don Héctor 220 kV B1, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.3.3.4 Análisis de resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E5.

Este escenario corresponde a una condición de demanda baja del SEN, con una baja inyección de fuentes renovables en el ACT y transferencias medias-bajas en el sentido sur → norte por el sistema de 500 kV. Las transferencias por los tramos que interconectan con las ACT adyacentes son de 446 MW desde S/E Cumbre hacia S/E Parinas y de 510 MW desde S/E Polpaico hacia S/E Nueva Pan de Azúcar.

El detalle del despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E5

En los gráficos siguientes se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 500 y 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

Sistema de 500 kV

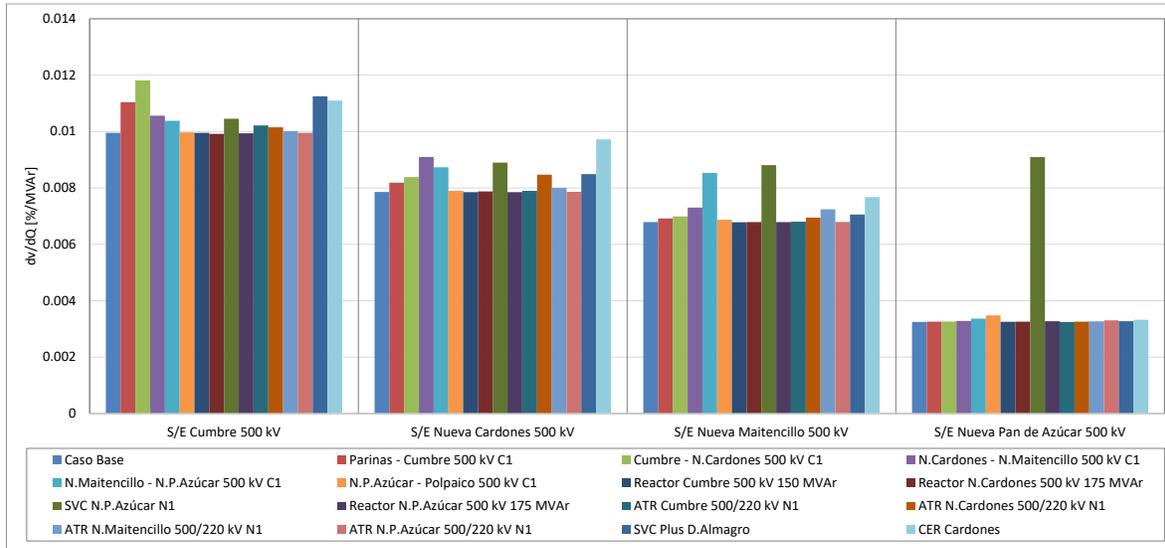


Figura 4.51. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 500 kV Subárea Centro-Sur ACT Norte Chico en E5.

En el gráfico anterior se puede observar que la barra de S/E Cumbre 500 kV corresponde a la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia para la falla en la línea Cumbre – Nueva Cardones 500 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 500 kV en condiciones normales y post contingencia.

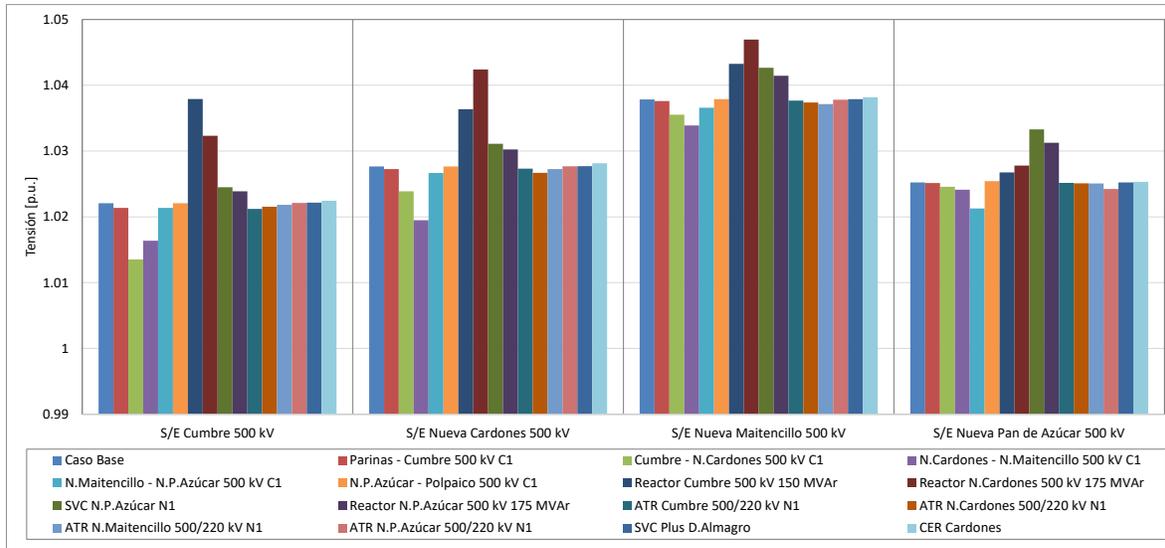


Figura 4.52. Tensiones en barras de 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

Sistema de 220 kV

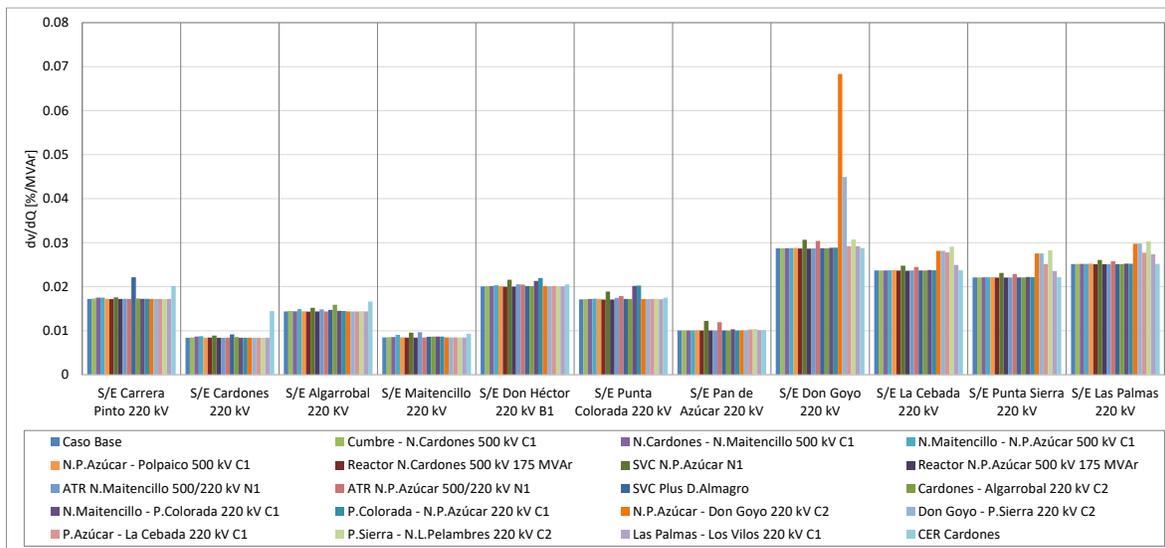


Figura 4.53. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 220 kV Subárea Centro-Sur ACT Norte Chico en E5.

En el gráfico anterior se puede observar que la barra de S/E Don Goyo 220 kV corresponde a la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia para la falla en la línea Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220kV en condiciones normales y post contingencia.

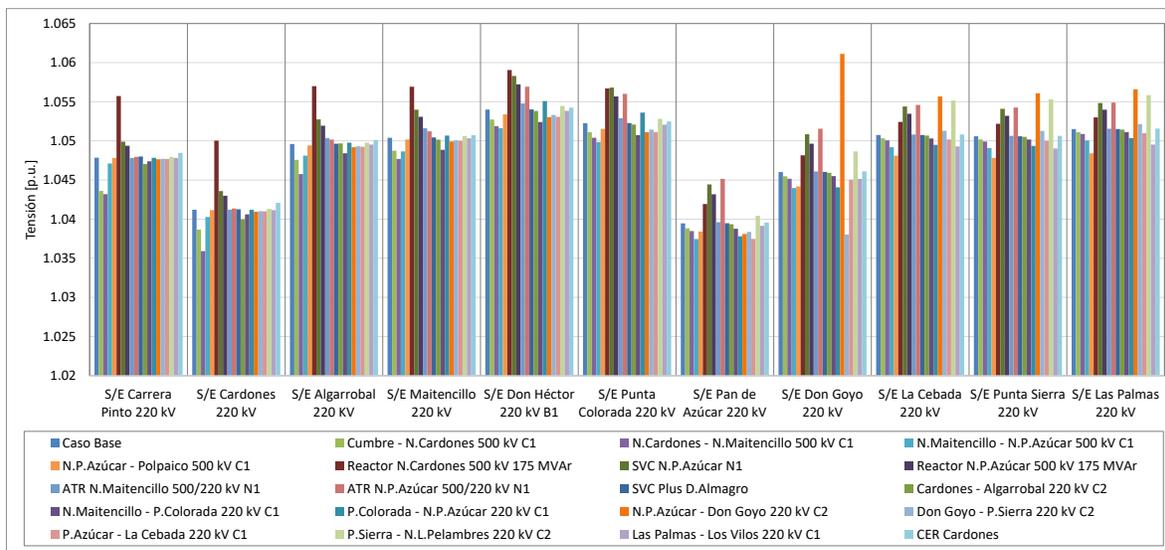


Figura 4.54. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E5

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.47. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																
Falla Elemento	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1		Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar		Reactor N.Cardones 500 kV 175 MVar		SVC N.P.Azúcar N1		Reactor N.P.Azúcar 500 kV 175 MVar		Cardones - Min.L.Candelaria 220 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
Guacolda U3	1.4	4%	2.2	4%	1.4	1%	-3.5	4%	-5.5	4%	-2.9	3%	-2.2	1%	-0.8	3%
Guacolda U4	1.4	4%	2.3	4%	1.5	2%	-3.5	4%	-5.5	4%	-3.0	3%	-2.2	1%	-0.8	3%
Guacolda U5	1.4	4%	2.2	4%	1.4	1%	-3.2	4%	-5.5	4%	-2.9	3%	-2.2	1%	-0.8	3%
Río Huasco	0.1	0%	0.2	0%	0.2	0%	-0.3	0%	-0.5	0%	-0.3	0%	-0.2	0%	-0.1	0%
Los Molles U1	0.0	0%	0.1	0%	0.1	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.2	0%	0.0	0%
SVC N.P.Azúcar N1	6.7	20%	11.2	18%	39.5	41%	-15.5	20%	-26.1	21%			-62.7	42%	-9.0	28%
SVC N.P.Azúcar N2	6.5	19%	11.0	18%	39.2	41%	-15.0	19%	-25.1	20%	-61.0	61%	-58.0	39%	-8.7	28%
CER Cardones	12.7	37%	26.5	43%	4.6	5%	-29.4	37%	-44.1	35%	-11.9	12%	-8.9	6%	-8.3	26%
CER Maitencillo	2.1	6%	3.5	6%	2.3	2%	-5.1	6%	-8.4	7%	-4.6	5%	-3.4	2%	-1.3	4%
CER P.Azúcar N1	0.8	2%	1.3	2%	2.6	3%	-1.9	2%	-3.2	3%	-6.4	6%	-4.8	3%	-0.9	3%
CER P.Azúcar N2	0.8	2%	1.3	2%	2.6	3%	-1.9	2%	-3.2	3%	-6.4	6%	-4.8	3%	-0.9	3%
T_INTERNO	33.9	100%	61.6	100%	95.4	100%	-79.1	100%	-126.9	100%	-99.8	100%	-149.7	100%	-31.5	100%

Tabla 4.48. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Transferencia	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	Reactor Cumbre 500 kV 150 MVar	Reactor N.Cardones 500 kV 175	SVC N.P.Azúcar N1	Reactor N.P.Azúcar 500 kV 175 MVar	Cardones - Min.L.Candela ria 220 kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	33.9	61.6	95.4	-79.1	-126.9	-99.8	-149.7	-31.5
NCHS-Centro	3.7	6.1	19.9	-8.9	-15.0	-44.3	-33.1	7.3
NCHS-NCHN	10.7	9.8	1.4	-20.6	-17.1	-4.2	-3.2	2.3
NCHS-NGN	32.4	21.7	2.7	-61.1	-39.4	-9.2	-6.9	4.1
TOTAL	80.7	99.2	119.5	-169.7	-198.4	-157.6	-192.9	-30.5

En la primera tabla se observa que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla del circuito Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV C1, el que precisa de una reserva interna de 95.4 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (82%). En la segunda tabla se puede apreciar que esta contingencia también es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (119.5 MVAR).

Por otra parte, la contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor del extremo Nueva Pan de Azúcar del circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C1, evento que requiere una reserva interna del ACT de 149.7 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (81%). En la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión del reactor de S/E Nueva Cardones 500 kV es la contingencia que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes (198.4 MVAR).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E5

Para las barras Cumbre 500 kV (Barra de 500 kV más débil pre y post contingencia) y Don Goyo 220 kV (Barra de 220 kV más débil pre y post contingencia), se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Sistema de 500 kV

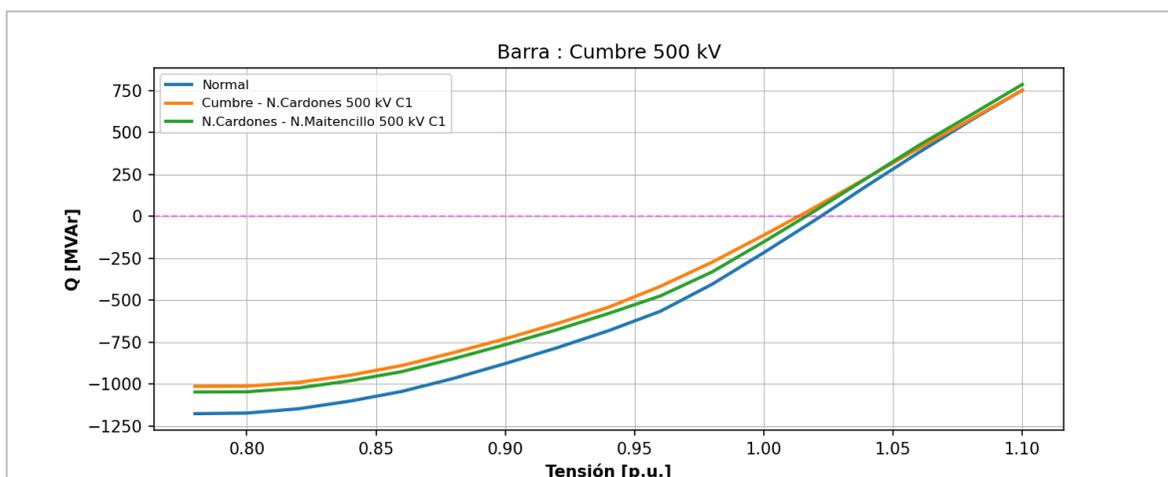


Figura 4.55. Curvas Q-V en S/E Cumbre 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.49. Descripción resultados Curva Q-V S/E Cumbre 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.022	0.993 - 1.055	0.78	1177
Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	1.013	0.973 - 1.075	0.78	1015
N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	1.016	0.973 - 1.075	0.78	1048

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Cumbre 500 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

Sistema de 220 kV

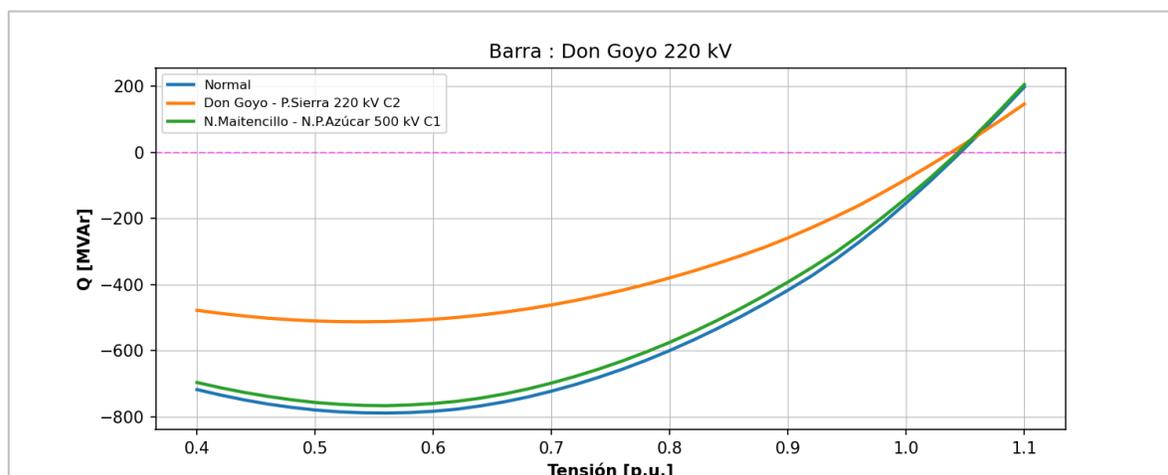


Figura 4.56. Curvas Q-V en S/E Don Goyo 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.50. Descripción resultados Curva Q-V S/E Don Goyo 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.046	0.985 - 1.088	0.56	788
Don Goyo - P.Sierra 220 kV C2	1.038	0.964 - 1.109	0.54	512
N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	1.044	0.964 - 1.109	0.56	766

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Don Goyo 220 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.3.3.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, que corresponden al E3 para inyección y E5 para absorción de potencia reactiva, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para las contingencias, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.51. Resumen verificación comportamiento dinámico Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico.

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr. Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	Comportamiento Tensión			Frecuencia $f \geq 48.3$ Hz
	Línea	Máx. Transf.	$\xi (\geq 5\%)$		$V_{\min.} \geq 0.7$	$V > 0.8$ en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	
		Post-Cont. [MW]						
Falla 2F-T.N.P. Azúcar - Polpaico 500 kV C1	N.P. Azúcar - Polpaico 500 kV C2	1892	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Desconexión Reactor Nva. Cardones 500kV	Los Changos - Parinas 500 kV C1	-372	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más críticas de la ACT se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

4.3.3.6 Prioridades de Uso de los Recursos

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Sur del ACT Norte Chico, respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.52. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E3	E5
Demanda de la zona (MW)	818	622
Generación de la zona (MW)	1888	426
Contingencia más crítica en la zona	N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	Reactor N.P.Azúcar 500 kV 175 MVAR
Requerimientos mínimos de reactivos a absorber por recursos de la zona (MVAR)	156.1	-149.7
Distribución	SVC N.P.Azúcar N1-N2 58% CER P.Azúcar N1-N2 17% CER Cardones 10% CER Maitencillo 5%	SVC N.P.Azúcar N1-N2 81% CER P.Azúcar N1-N2 6% CER Cardones 6%

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k} / dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub-ACT en condiciones de Operación Normal.

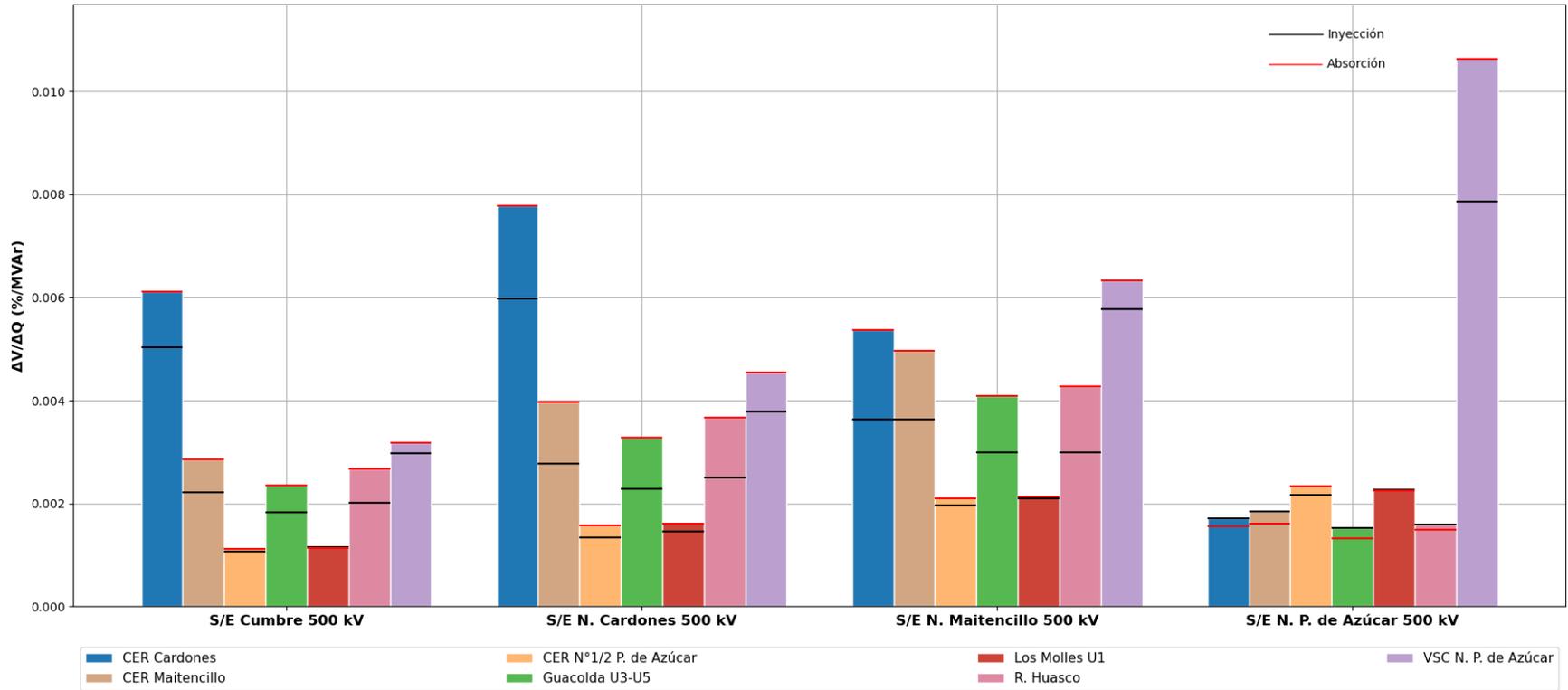


Figura 4.57. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 500 kV Cumbre – Nueva Pan de Azúcar. Elementos de CT dinámico.

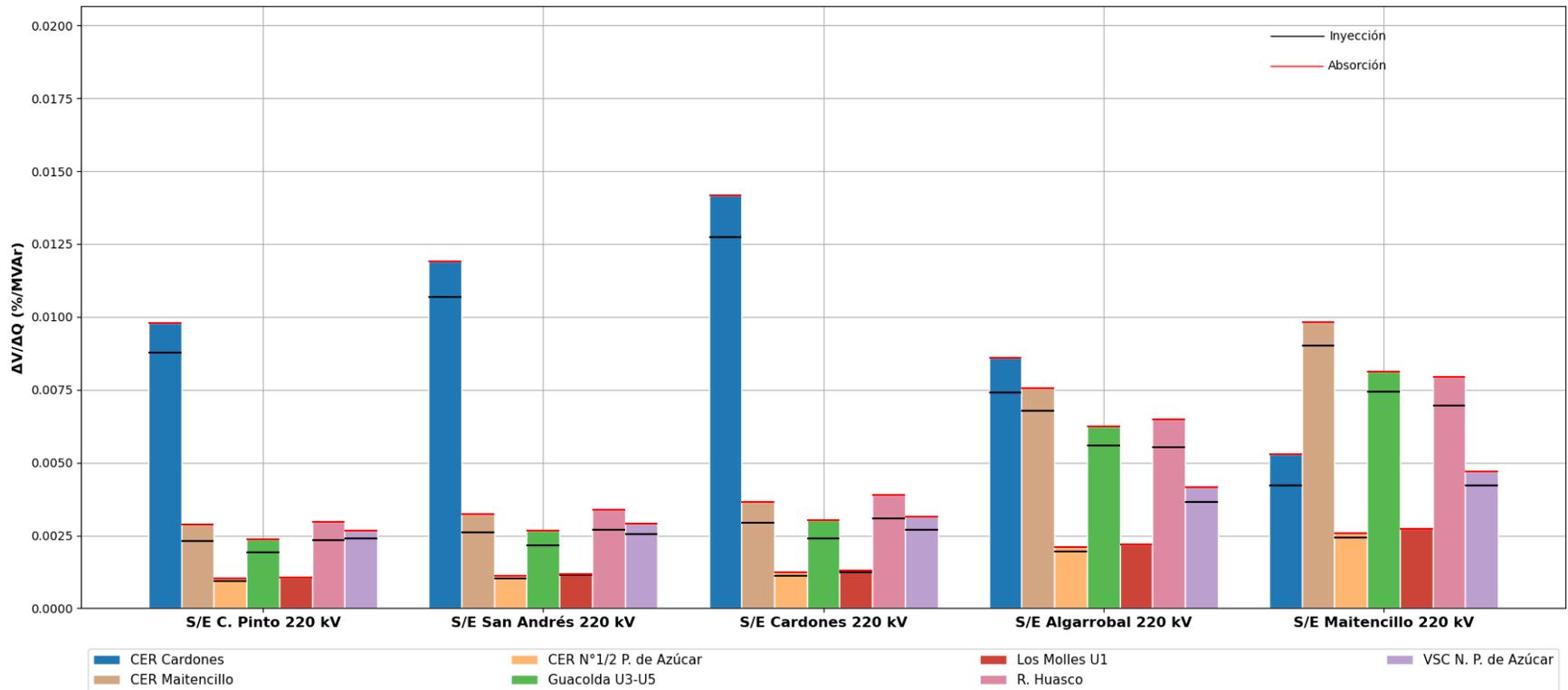


Figura 4.58. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Carrera Pinto – Maitencillo. Elementos de CT dinámico.

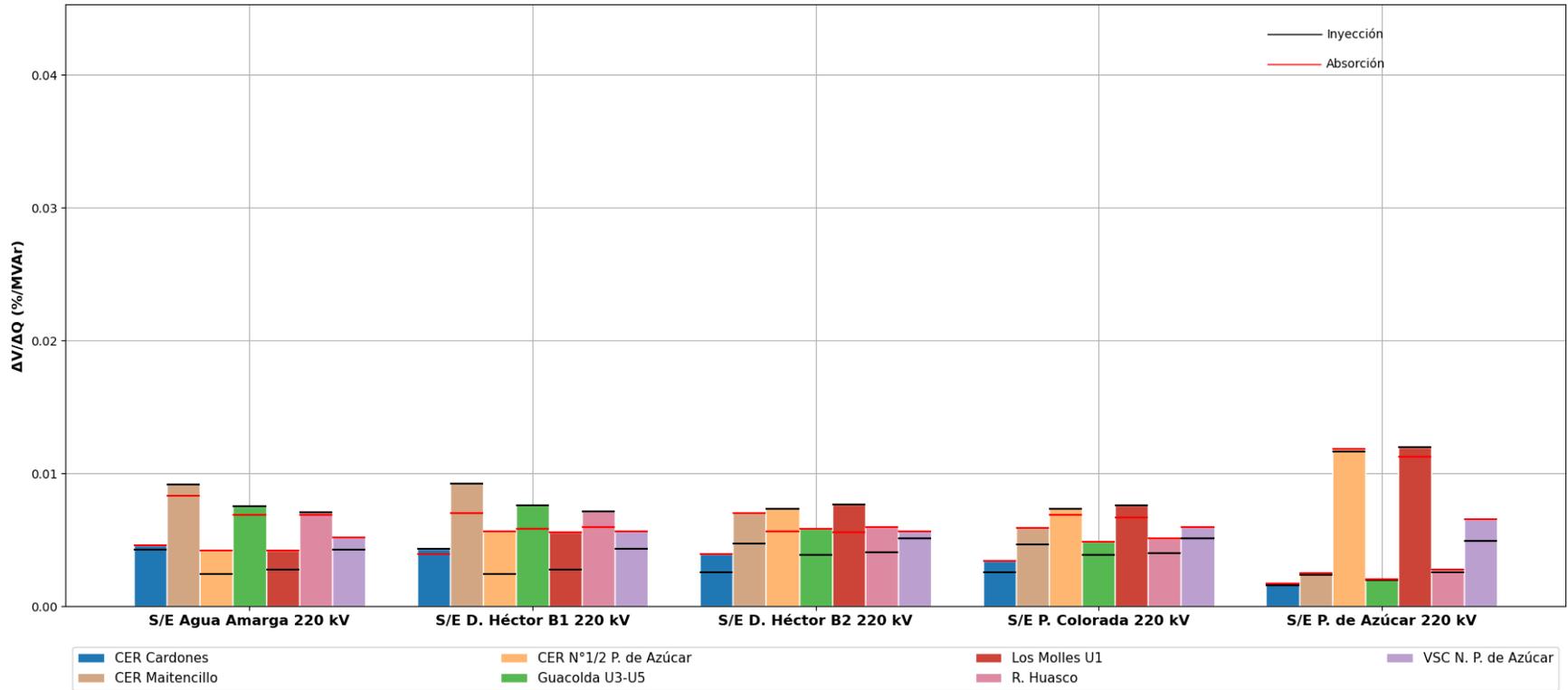


Figura 4.59. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Agua Amarga –Pan de Azúcar. Elementos de CT dinámico.

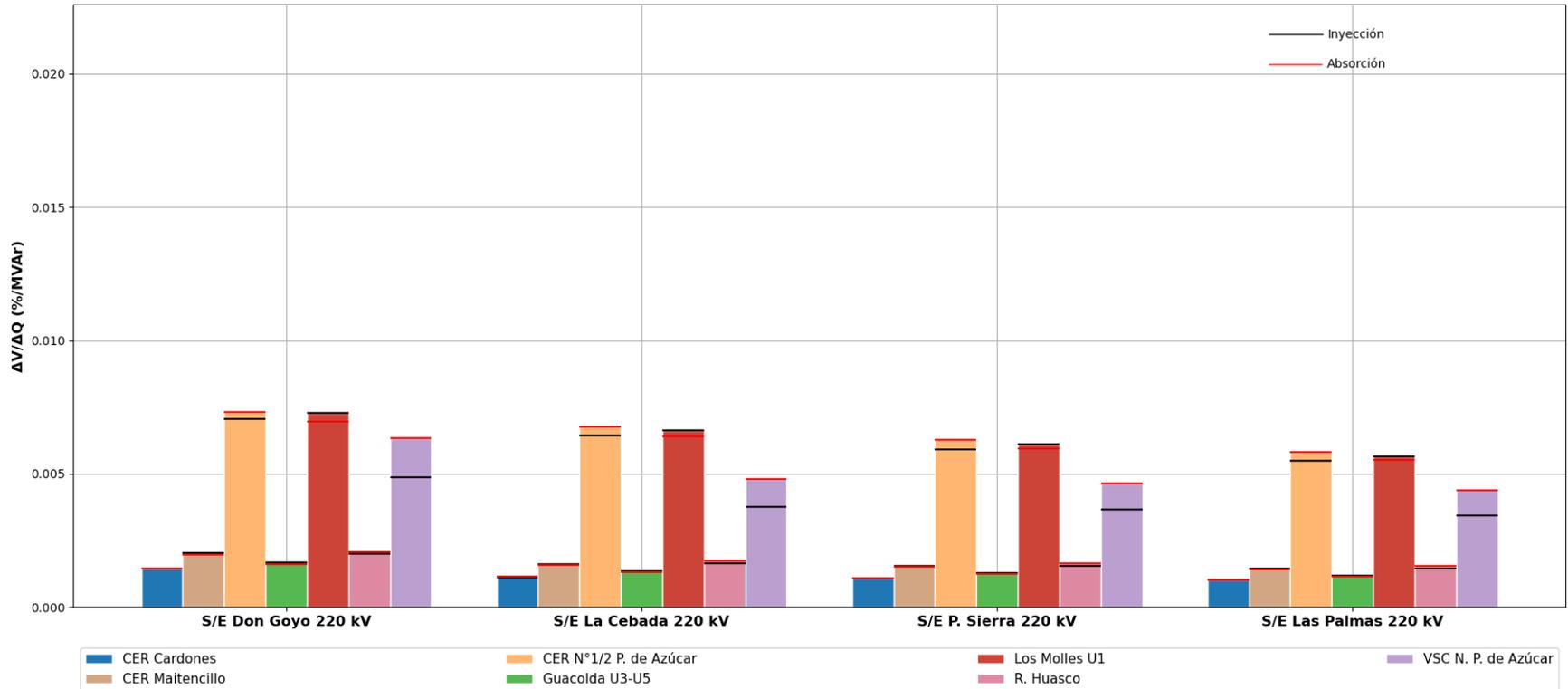


Figura 4.60. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Don Goyo – Las Palmas. Elementos de CT dinámico.

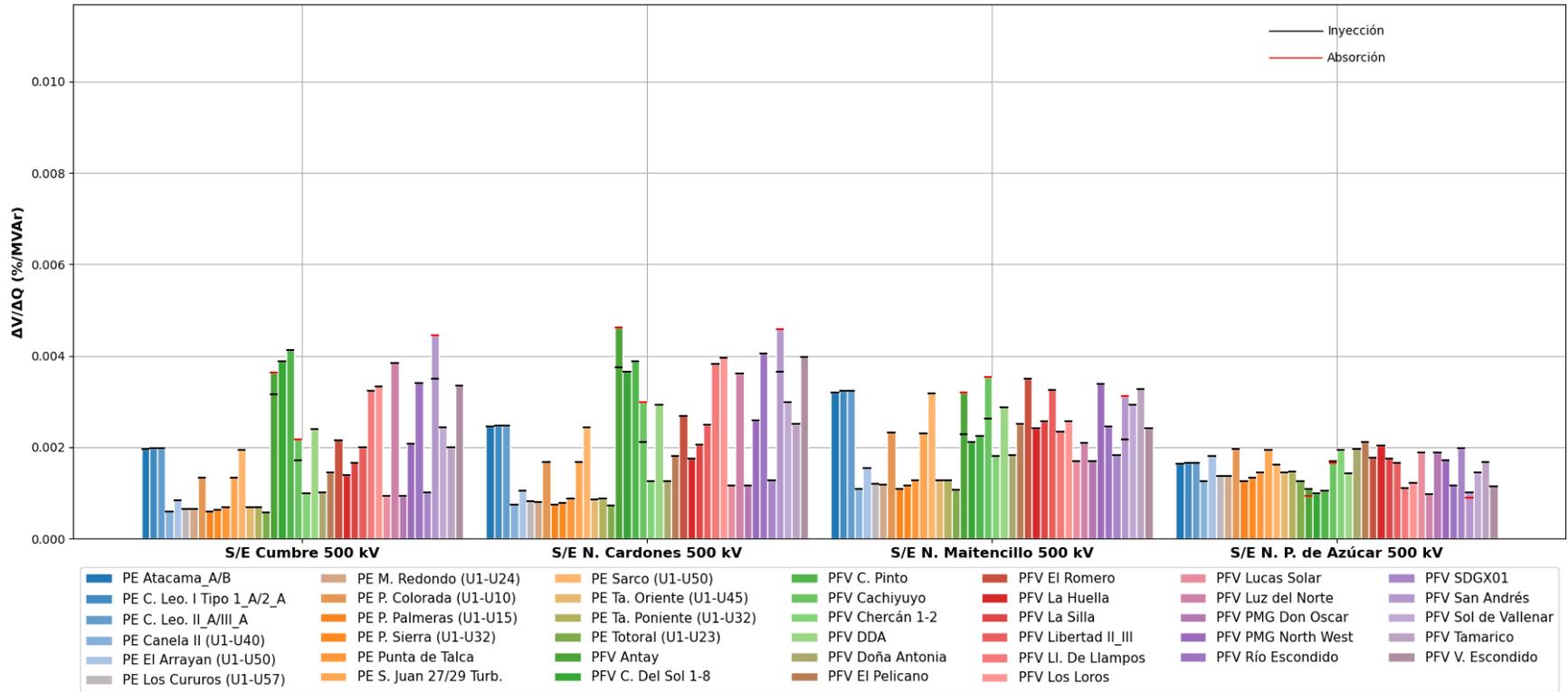


Figura 4.61. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 500 kV Cumbre – Nueva Pan de Azúcar. Parques ERV.

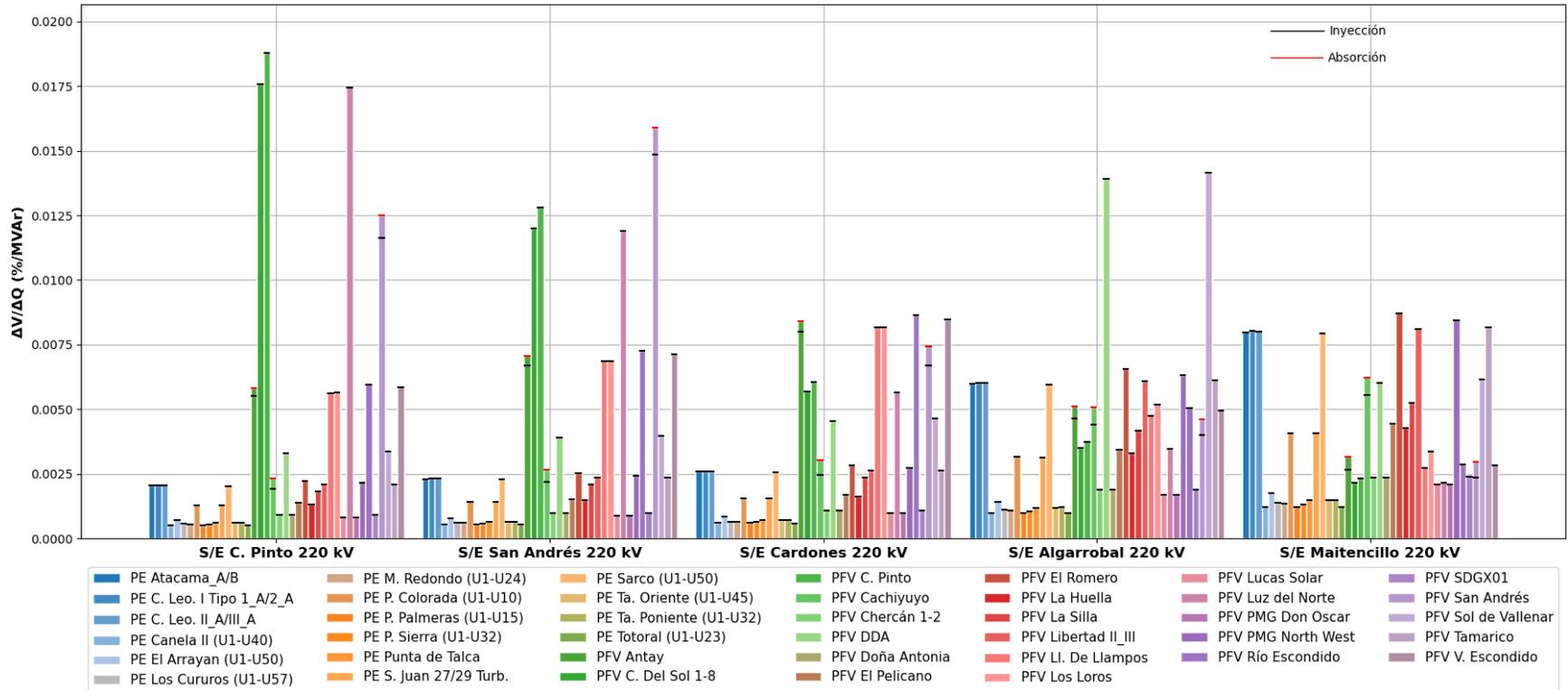


Figura 4.62. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Carrera Pinto – Maitencillo. Parques ERV.

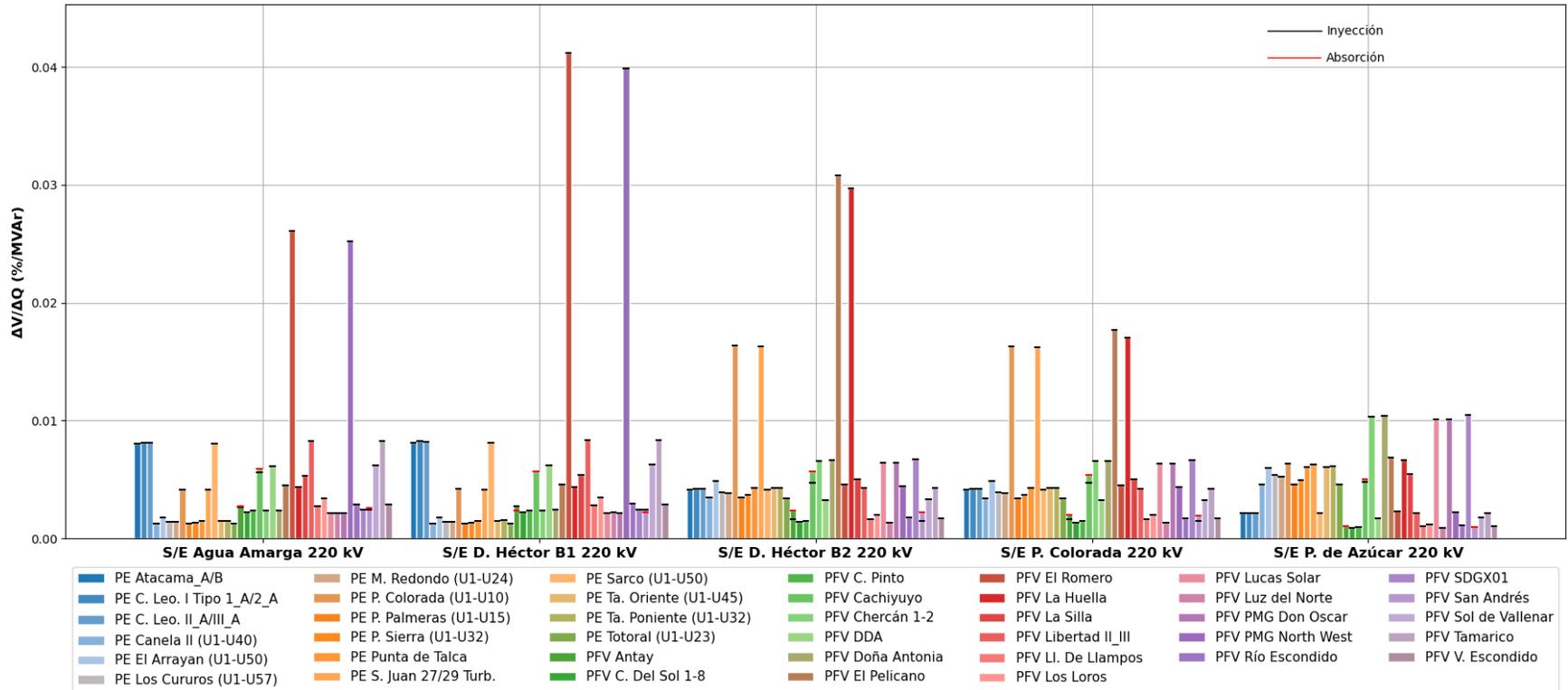


Figura 4.63. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Agua Amarga –Pan de Azúcar. Parques ERV.

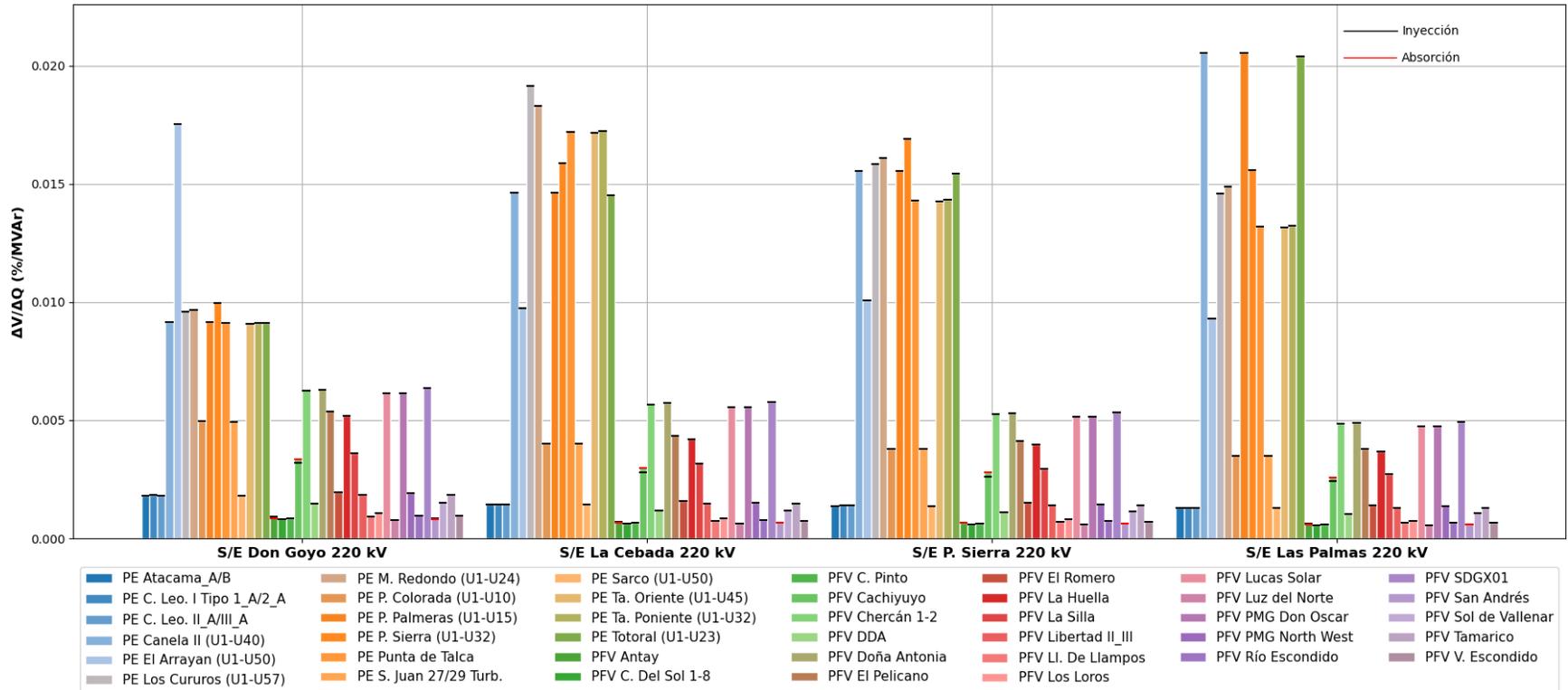


Figura 4.64. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Don Goyo – Las Palmas. Parques ERV.

De las figuras anteriores se observa que para la Subárea Sur del ACT Norte Chico y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E3) y absorción (E5) de potencia reactiva, para el CT dinámico del sistema de 500 kV, el CER de Cardones es claramente el elemento más efectivo entre las SS/EE Cumbre y Nueva Cardones, mientras que en las SS/EE Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar los elementos más efectivos son los SVC de Nueva Pan de Azúcar.

Por otra parte, para el CT dinámico del sistema de 220 kV, el CER de Cardones es claramente el elemento más efectivo entre las SS/EE Carrera Pinto y Cardones. Entre las SS/EE Maitencillo y Don Héctor el elemento más efectivo es el CER de Maitencillo, mientras que entre las SS/EE Punta Colorada y Las Palmas los elementos más efectivos son los CER de Pan de Azúcar y la central Los Molles. Sin embargo, se debe tener presente que este último recurso tiene una capacidad muy limitada.

Con respecto a los parques ERV, se puede apreciar que los más efectivos para el CT son muy variables según la barra que se esté analizando, lo cual se debe a que existe una gran cantidad de parques distribuidos a lo largo de todo el sistema de 220 kV de la subárea.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

4.4 Área de CT 3: Centro Norte

Esta área de control de tensión está comprendida entre los sistemas de 500, 220 y 110 kV de la zona centro del SEN, desde el extremo norte entre las barras de Los Vilos 220 kV y las barras de Polpaico 500 kV, y desde el sur por las barras de Alto Jahuel 500, 220, 110 kV.

Esta área de control de tensión está compuesta de 3 subáreas correspondientes al área Centro 500 y 220 kV, la Quinta región Costa 220 y 110 kV, cuyas instalaciones se encuentran aguas abajo desde la S/E San Pedro 110 kV y S/E Agua Santa 220 kV, y a la subárea Región Metropolitana. Estas subáreas se analizan de manera independiente en los puntos 4.4.4 y 4.4.5.

En esta ACT los principales recursos de control de tensión corresponden al CER de Polpaico y el STATCOM de Cerro Navia, Statcom El Chacay, y también la central Rapel. Mientras que el resto del soporte proviene de las centrales de ciclo combinado ubicadas en el sector de San Luis, cuyo despacho genera una mejora en el Control de Tensión del ACT Centro.

4.4.1 Escenarios de Operación

Los escenarios de operación utilizados para las simulaciones de esta ACT se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.53. Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro (subárea 220 y 500 kV).

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E1	230	297
E2	381	65
E5	331	145

Tabla 4.54 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Región Metropolitana.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E1	3146	1088
E3	2918	398
E5	1254	771

Tabla 4.55 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Quinta Región.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E2	769	501	0
E5	803	579	0
E6	382	56	0

4.4.2 Contingencias Simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

Subárea Centro Norte 500 y 220 kV:

- Falla de la línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C2
- Falla de la línea Polpaico – Lo Aguirre 500 kV C2
- Falla de la línea Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C1
- Falla de la línea Nogales – Los Vilos 220 kV C1
- Falla de la línea Quillota – Nogales 220 kV C1
- Falla de la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV L2
- Falla de la línea Polpaico – Quillota 220 kV C1
- Falla de la línea Polpaico – Nogales 220 kV C1
- Falla de la línea Nva. Lo Aguirre – Alto Melipilla 220 kV
- Falla de la línea Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV
- Desconexión de Central PVF Doña Carmen
- Desconexión CER Polpaico
- Desconexión STATCOM Cerro Navia
- Desconexión Transformador Lo Aguirre 750 MVA 525/230 kV
- Desconexión Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVAR
- Desconexión CCEE Polpaico 220 kV 100 MVAR
- Desconexión consumo I. Maitenes 220 kV
- Desconexión consumo I. Los Piuquenes 220 kV

Subárea Región Metropolitana:

- Falla de la línea Alto Jahuel – Los Almendros 220 kV L1
- Desconexión de Central Alfalfal
- Desconexión de Central Alfalfal 2
- Desconexión de Central Las Lajas U1
- Desconexión consumo I. Lampa 110 kV
- Desconexión Transformador Los Almendros 400 MVA 220 kV
- Desconexión Transformador Buin 400 MVA 220 kV
- Desconexión Transformador Alto Jahuel 390 MVA 220 kV
- Falla de la línea Cerro Navia – Arr. Chena 220 kV L1
- Falla de la línea Alto Jahuel – Arr. Chena 220 kV L1
- Falla de la línea Lampa – Cerro Navia 220 kV L1
- Falla de la línea Polpaico – Lampa 220 kV L1

Subárea Quinta Región:

- Desconexión de Central Campiche
- Desconexión de Central Nueva Ventanas
- Falla de la línea Quillota – San Pedro 110 kV

- Falla de la línea Ventanas – Nogales 220 kV C1
- Falla de la línea San Luis – Agua Santa 220 kV L1
- Desconexión Transformador Ventanas 220/110/12 kV
- Desconexión consumo I. Enami 110 kV

4.4.3 Subárea Centro 500/220 kV

Esta subárea se caracteriza por poseer tramos con líneas de 500 kV con altos niveles de transferencias desde la S/E Alto Jahuel hacia el centro, y desde S/E Polpaico al centro, tiene un importante polo de generación en la zona de San Luis con una capacidad instalada de 2200 MVA aproximadamente.

En esta ACT los principales recursos de control de tensión corresponden a las centrales térmicas ubicadas en la zona de San Luis y las centrales hidroeléctricas de Rapel, también destacan los aportes de los Statcom de Cerro Navia, El Chacay y el CER de Polpaico.

Se analizaron 3 escenarios, el E1 demanda Alta con altas transferencias desde el Sur hacia el centro por las líneas de 500 kV, mientras que el E2 corresponde a un escenario con altas transferencias por el sistema de 500 kV hacia el Sur. Por otra parte, el E5 corresponde a un escenario de demanda mínima.

4.4.3.1 Análisis de Resultados Escenario E1.

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

a) Descripción del Escenario E1

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- 0x175 MVar Reactor en la barra 500 kV de S/E Polpaico.
- 1x50 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Cerro Navia.
- 4 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVar, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.
- 2 de 3 bancos de CCEE (3x30 MVar, 13.2 kV), transformador 220/110 kV en S/E Alto Jahuel.
- CER de S/E Polpaico.
- STATCOM de S/E Cerro Navia.
- STATCOM EL Chacay

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de anexos.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para las distintas barras relevantes de la ACT, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

Sistema de 500 kV

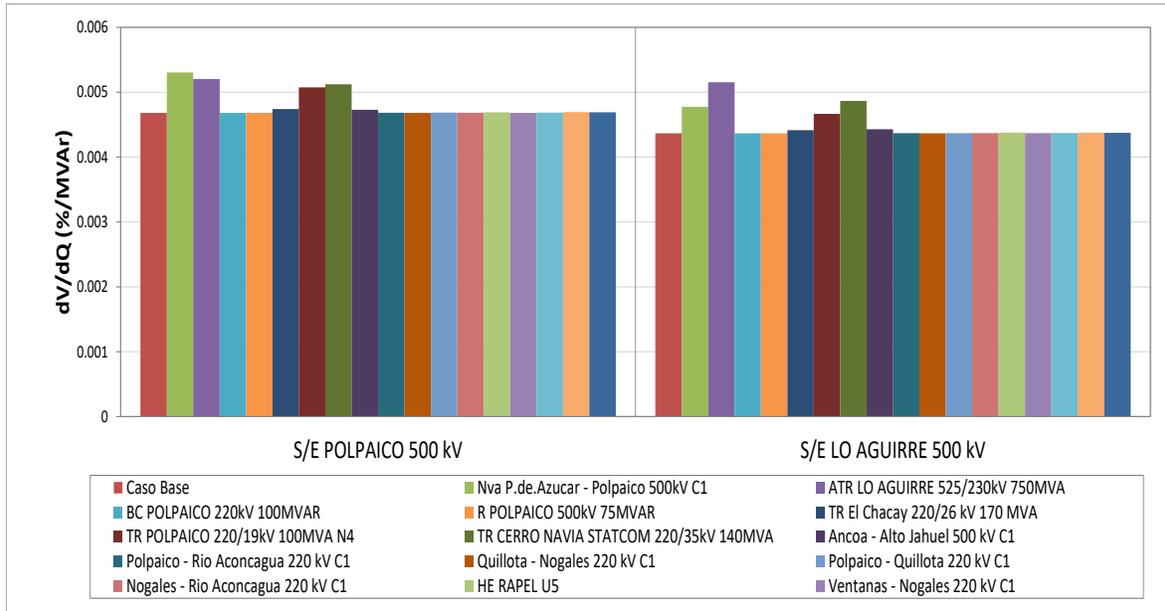


Figura 4.65. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500 kV ACT Centro E1.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Polpaico 500 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla de un circuito de la línea Nva. Pan de Azúcar – Nva. Polpaico 500 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

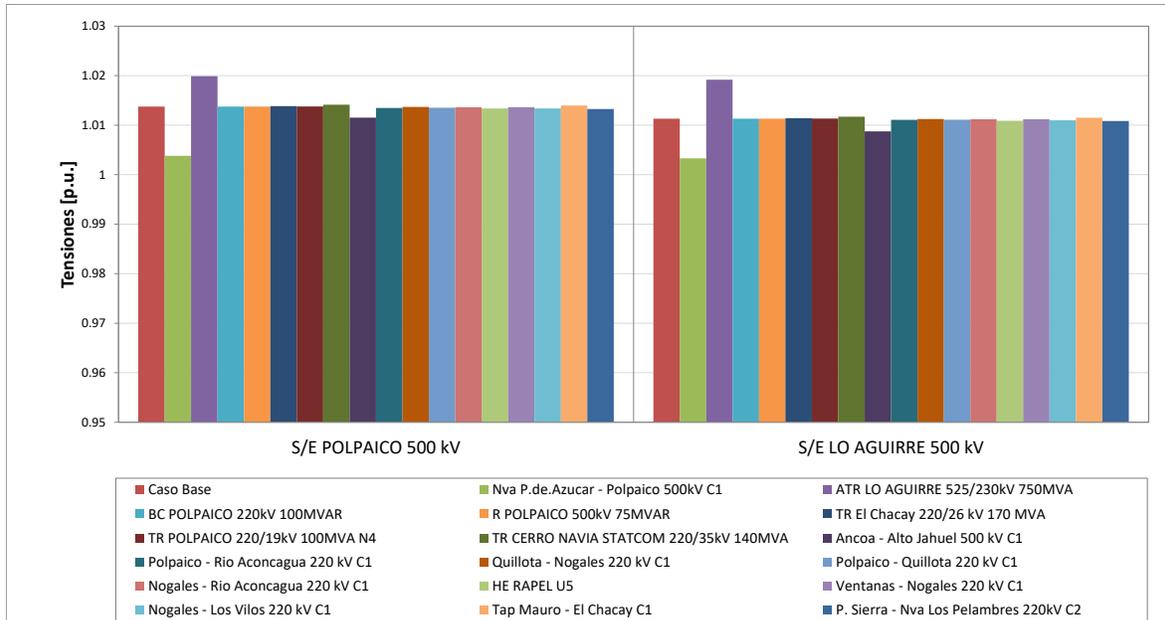


Figura 4.66. Tensión en barras 500 kV área de CT Centro E1.

Sistema de 220 kV

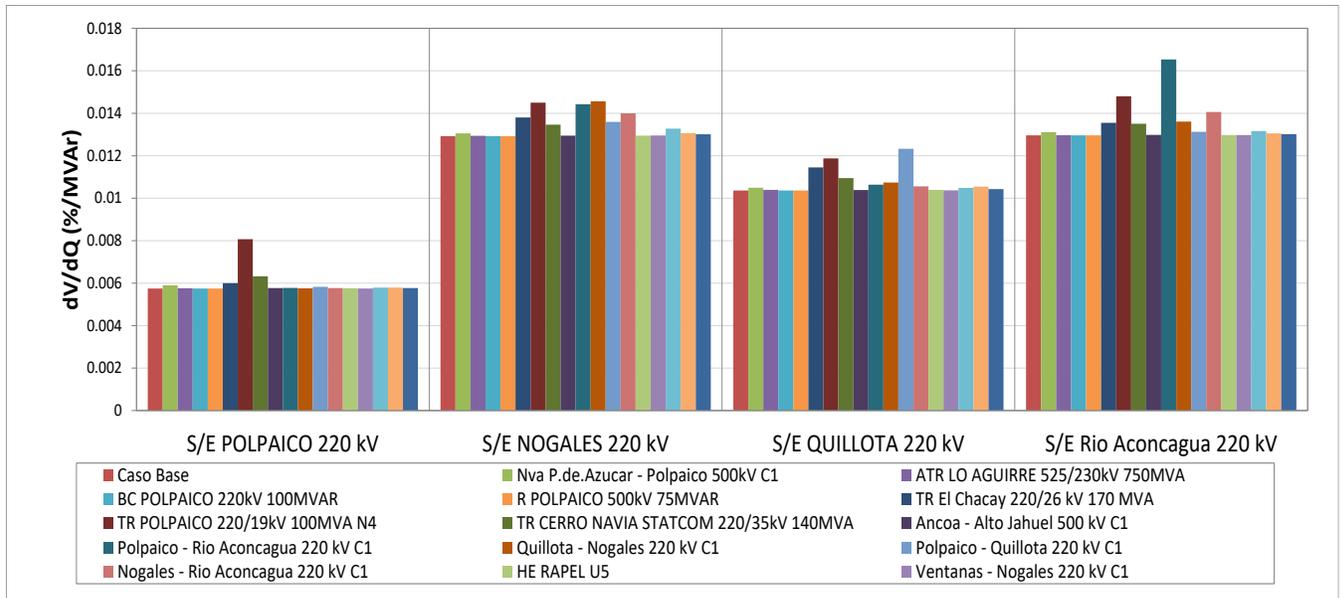


Figura 4.67. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro E1

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 220 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Río Aconcagua 220 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla de un circuito de la línea Polpaico – Río Aconcagua 220 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

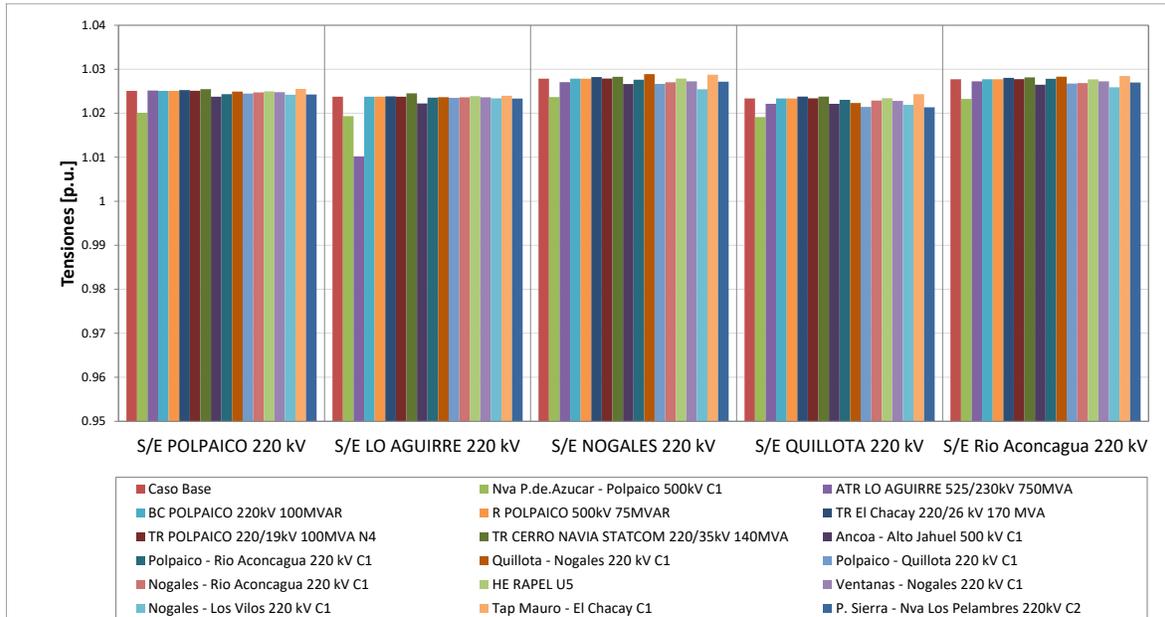


Figura 4.68. Tensión en barras 220 kV área de CT Centro E1.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Asimismo, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla siguiente se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la zona analizada, la contingencia más crítica corresponde a la desconexión del Transformador de Lo Aguirre 500-220 kV 750 MVA, donde se requiere de una reserva dinámica de 98 MVar, con una distribución tal que la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por el CER de Polpaico y por el STATCOM de Cerro Navia.

		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																			
Falla	Elemento	Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C1		ATR LO AGUIRRE 525/230kV 750MVA		TR El Chacay 220/26 kV 170 MVA		TR CERRO NAVIA STATCOM 220/35kV 140MVA		Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1		Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C1		Polpaico - Quillota 220 kV C1		Nogales - Los Vilos 220 kV C1		Tap Mauro - El Chacay C1		P. Sierra - Nva Los Pelambres 220kV C2	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE RAPEL U1		2.1	3%	4.7	5%	-0.1	4%	-0.3	8%	0.7	3%	0.1	2%	0.4	4%	0.3	3%	-0.2	-1%	0.5	1%
HE RAPEL U2		2.0	3%	4.5	5%	-0.1	4%	-0.3	8%	0.7	3%	0.1	2%	0.4	4%	0.3	3%	-0.2	-1%	0.4	1%
HE RAPEL U3		2.1	3%	4.7	5%	-0.1	4%	-0.3	8%	0.7	3%	0.1	2%	0.4	4%	0.3	3%	-0.2	-1%	0.5	1%
HE RAPEL U4		2.0	3%	4.5	5%	-0.1	4%	-0.3	8%	0.7	3%	0.1	2%	0.4	4%	0.3	3%	-0.2	-1%	0.4	1%
HE RAPEL U5		1.2	2%	2.8	3%	-0.1	2%	-0.2	5%	0.4	2%	0.1	1%	0.2	2%	0.2	2%	-0.1	-1%	0.3	0%
TR CERRO NAVIA STATCOM 220/35kV		33.9	47%	76.6	78%	-0.8	37%			12.8	53%	2.1	31%	2.4	27%	3.3	34%	-1.8	-10%	3.8	6%
TR El Chacay 220/26 kV 170 MVA		4.5	6%	0.8	1%			-0.5	13%	1.6	7%	0.4	6%	2.1	23%	0.7	7%	23.4	127%	52.1	84%
TR POLPAICO 220/19kV 100MVA N4		24.7	34%	-0.4	0%	-1.0	46%	-2.1	51%	6.6	27%	3.7	54%	3.0	32%	4.4	45%	-2.3	-13%	4.1	7%
Total		72.6	100%	98.2	100%	-2.2	100%	-4.1	100%	24.1	100%	6.7	100%	9.2	100%	9.8	100%	18.4	100%	62.0	100%

Tabla 4.56. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro para diversas contingencias escenario E1.

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por la ACT y las áreas aledañas al sistema analizado, en ella se observa la distribución de las reservas internas y la contribución externa que se requiere para las contingencias más exigentes del ACT en estudio.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Falla Transferencia	Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C1	ATR LO AGUIRRE 525/230kV 750MVA	TR El Chacay 220/26 kV 170 MVA	TR CERRO NAVIA STATCOM 220/35kV	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C1	Polpaico - Quillota 220 kV C1	Nogales - Los Vilos 220 kV C1	Tap Mauro - El Chacay C1	P. Sierra - Nva Los Pelambres 220kV C2	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	
T_INTERNO	72.6	98.2	-2.2	-4.1	24.1	6.7	9.2	9.8	18.4	62.0	
Centro-Vreg	1.0	-9.6	-0.8	0.6	-0.4	-0.2	1.1	2.6	-1.9	0.1	
Centro-NCHS	-122.9	28.7	-1.1	1.8	-11.6	-2.2	-1.9	-17.0	-3.0	-33.2	
Centro-CSur	1.4	18.3	-0.1	-2.2	-1.9	0.3	0.4	0.5	-0.3	0.1	
TOTAL	-48.0	135.5	-4.2	-3.9	10.2	4.6	8.8	-4.2	13.2	29.1	

Tabla 4.57. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E1

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil.

Para las barras más débiles se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente, respecto de su tensión de servicio.

Sistema de 500 kV

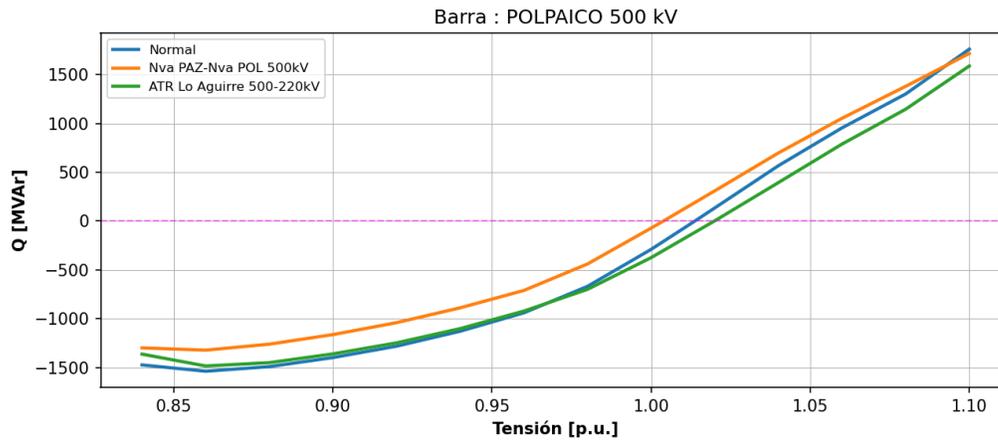


Figura 4.69. Curva QV en S/E Polpaico 500 kV en escenario E1.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.58. Descripción resultados Curva Q-V S/E Polpaico 500 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Normal	1.01	0.82	-3501
Nva PAZ-Nva POL 500kV	1.00	0.82	-2978
ATR Lo Aguirre 500-220kV	1.01	0.82	-3206

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Polpaico 500 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

Sistema de 220 kV

Los resultados del gráfico del caso de 220 kV se resumen en la tabla siguiente:

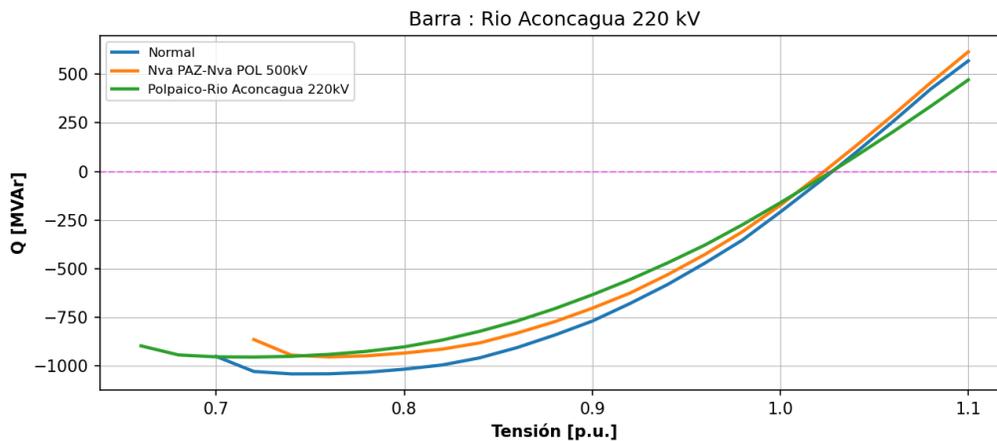


Figura 4.70. Curva QV en S/E Río Aconcagua 220 kV en escenario E1.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.59. Descripción resultados Curva Q-V S/E Río Aconcagua 220 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen de Reactivos [MVAR]
Normal	1.027	0.74	-1039
Nva PAZ-Nva POL 500kV	1.023	0.76	-952
Polpaico-Río Aconcagua 220kV	1.027	0.72	-953

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Río Aconcagua 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.4.3.2 Análisis de Resultados Escenario E2.

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

a) Descripción del Escenario E2

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- 1x175 MVAR Reactor en la barra 500 kV de S/E Polpaico.
- 1x50 MVAR bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Cerro Navia.
- 4 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVAR, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.

- 1 de 3 bancos de CCEE (3x30 MVar, 13.2 kV), transformador 220/110 kV en S/E Alto Jahuel.
- CER de S/E Polpaico.
- STATCOM de S/E Cerro Navia.
- STATCOM El Chacay.

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de anexos.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras relevantes de la ACT, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

Sistema de 500 kV

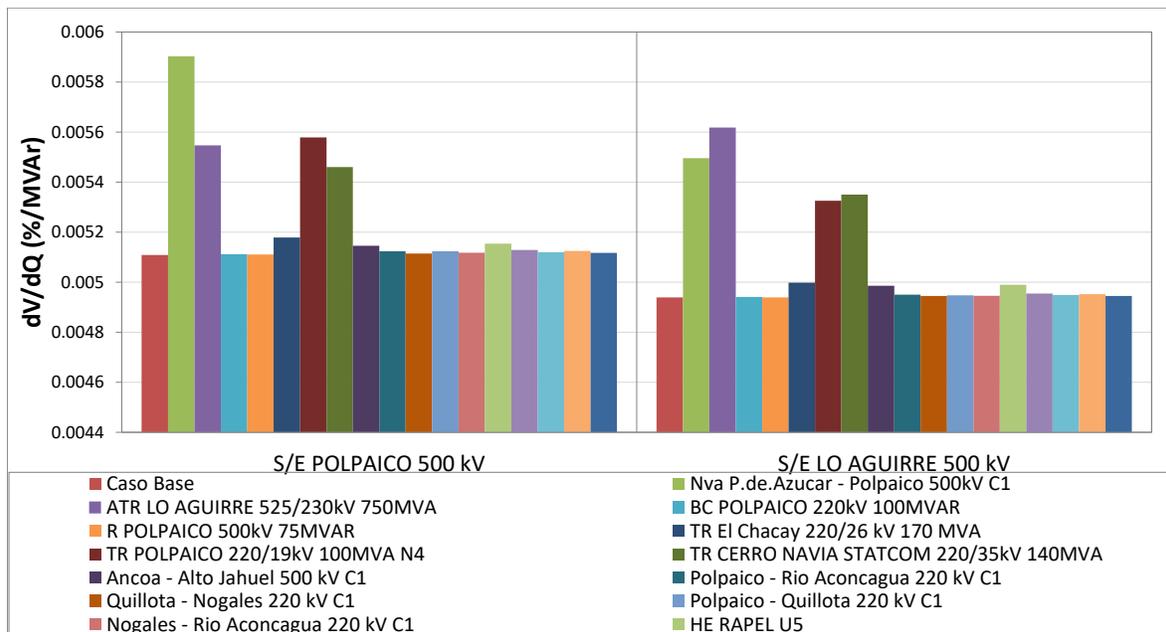


Figura 4.71. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500 kV ACT Centro E2.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Polpaico 500 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla de un circuito de la Línea Nva. Pan de Azúcar – Nva. Polpaico C1.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

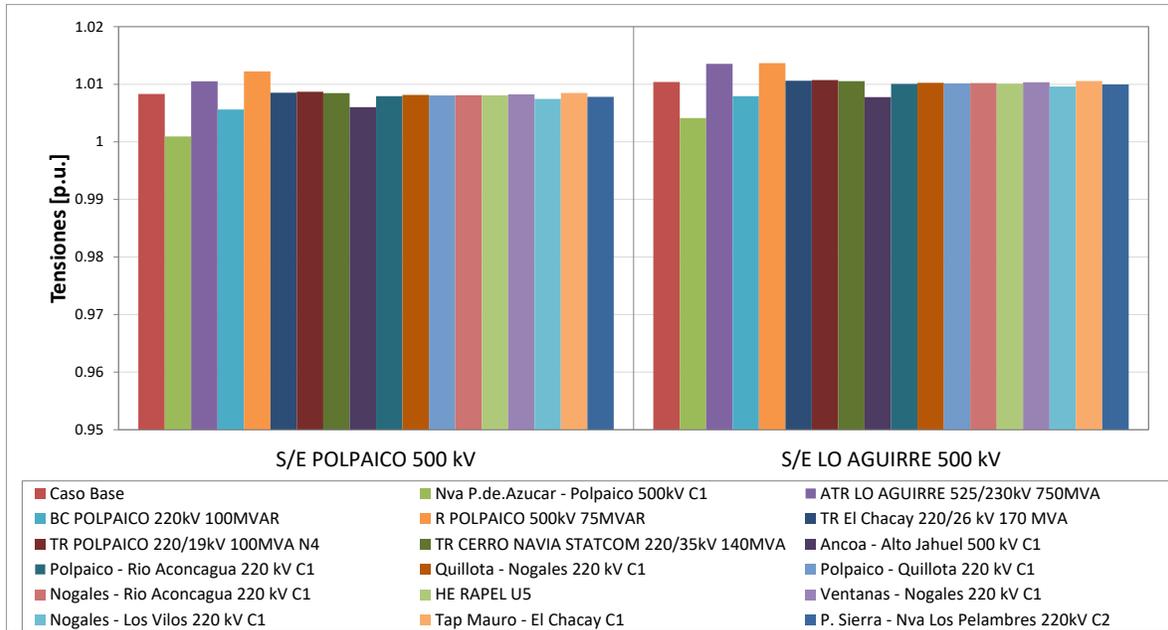


Figura 4.72. Tensión en barras 500 kV área de CT Centro E5.

Sistema de 220 kV

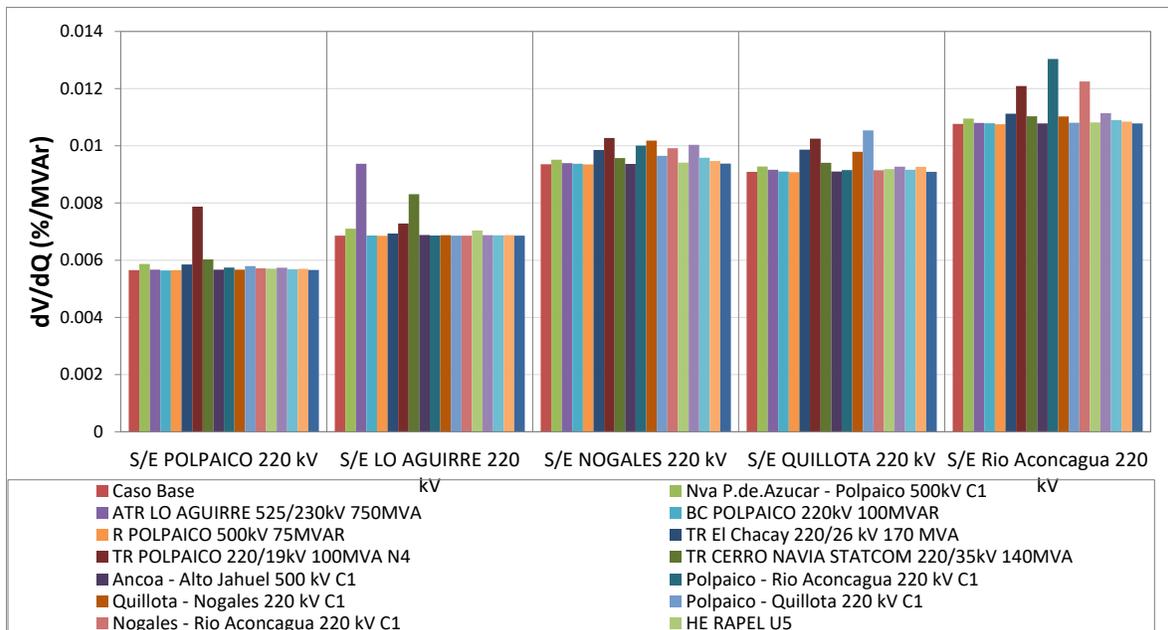


Figura 4.73. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro E2

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 220 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Río Aconcagua 220 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la salida de un circuito de la línea Polpaico – Río Aconcagua 220 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

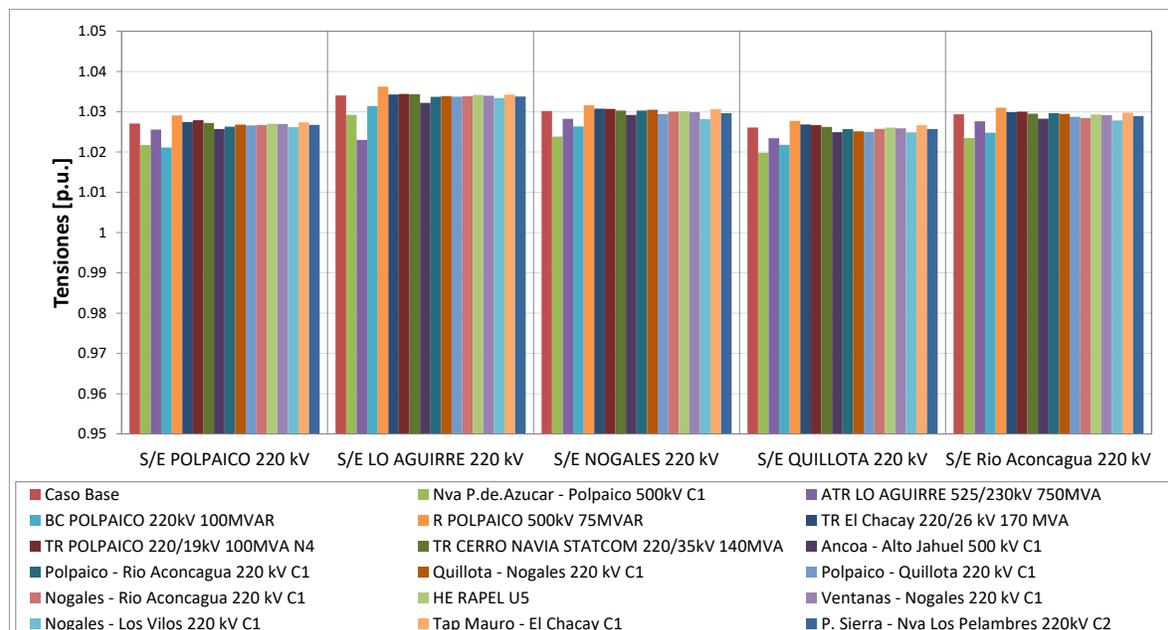


Figura 4.74. Tensión en barras 220 kV área de CT Centro E2.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Asimismo, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla siguiente se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la zona analizada, la contingencia más crítica corresponde a la desconexión de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500/220 kV, donde se requiere de una reserva dinámica de 69 MVAR, con una distribución tal que la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por el CER de Polpaico y por el STATCOM de Cerro Navia.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																					
Falla	Elemento	Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C1		ATR LO AGUIRRE 525/230kV 750MVA		BC POLPAICO 220kV 100MVAR		R POLPAICO 500kV 75MVAR		Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1		Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C1		Polpaico - Quillota 220 kV C1		Ventanas - Nogales 220 kV C1		Nogales - Los Vilos 220 kV C1		Tap Mauro - El Chacay C1	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE RAPEL U5		2.7	4%	4.7	9%	1.6	3%	-1.1	5%	0.9	5%	0.2	3%	0.3	5%	0.4	5%	-0.2	-1%	0.2	1%
TR CERRO NAVIA STATCOM 220/35kV 140MVA		19.2	28%	36.4	68%	11.9	24%	-8.6	38%	7.6	44%	1.6	26%	1.3	24%	2.7	33%	-0.8	-5%	1.2	5%
TR El Chacay 220/26 kV 170 MVA		20.2	29%	4.6	9%	6.4	13%	-2.8	13%	1.9	11%	0.4	7%	1.4	27%	0.7	9%	17.2	116%	19.4	87%
TR POLPAICO 220/19kV 100MVA N4		26.8	39%	7.6	14%	29.6	60%	-10.1	45%	6.8	39%	3.9	64%	2.4	44%	4.4	53%	-1.5	-10%	1.6	7%
Total		68.9	100%	53.3	100%	49.5	100%	-22.6	100%	17.3	100%	6.1	100%	5.3	100%	8.3	100%	14.8	100%	22.4	100%

Tabla 4.60. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro para diversas contingencias escenario E2.

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por la ACT y las áreas aledañas al sistema analizado, en ella se observa la distribución de las reservas internas y la contribución externa que se requiere para las contingencias más exigentes del ACT en estudio.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Falla	Transferencia	Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C1	ATR LO AGUIRRE 525/230kV 750MVA	BC POLPAICO 220kV 100MVAR	R POLPAICO 500kV 75MVAR	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C1	Polpaico - Quillota 220 kV C1	Ventanas - Nogales 220 kV C1	Nogales - Los Vilos 220 kV C1	Tap Mauro - El Chacay C1
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		68.9	53.3	49.5	-22.6	17.3	6.1	5.3	8.3	14.8	22.4
Centro-Vreg		26.0	-2.1	15.6	-3.5	1.6	0.2	4.4	6.4	-2.4	0.9
Centro-NCHS		-362.4	7.5	-12.0	20.9	-12.1	-1.3	-0.6	-19.3	-3.3	-29.0
Centro-CSur		4.1	8.7	3.6	-0.9	-1.0	0.5	0.4	0.0	-0.2	-0.1
TOTAL		-263.4	67.4	56.7	-6.1	5.8	5.4	9.6	-4.5	8.9	-5.8

Tabla 4.61. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil.

Para las barras más débiles se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente, respecto de su tensión de servicio.

Sistema de 500 kV

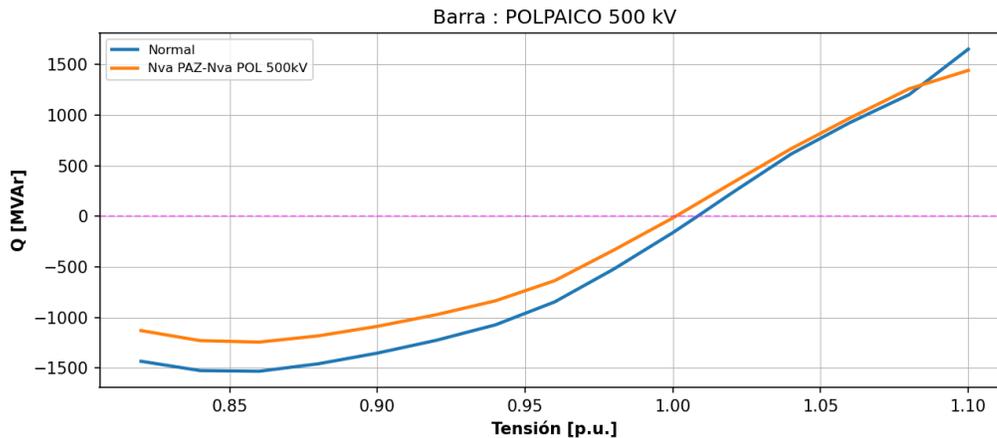


Figura 4.75. Curva QV en S/E Polpaico 500 kV en escenario E2.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.62. Descripción resultados Curva Q-V S/E Polpaico 500 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Normal	1.00	0.86	-1530
Nva PAZ-Nva POL 500kV	1.00	0.86	-1242

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Polpaico 500 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

Sistema de 220 kV

Los resultados del gráfico del caso de 220 kV se resumen en la tabla siguiente:

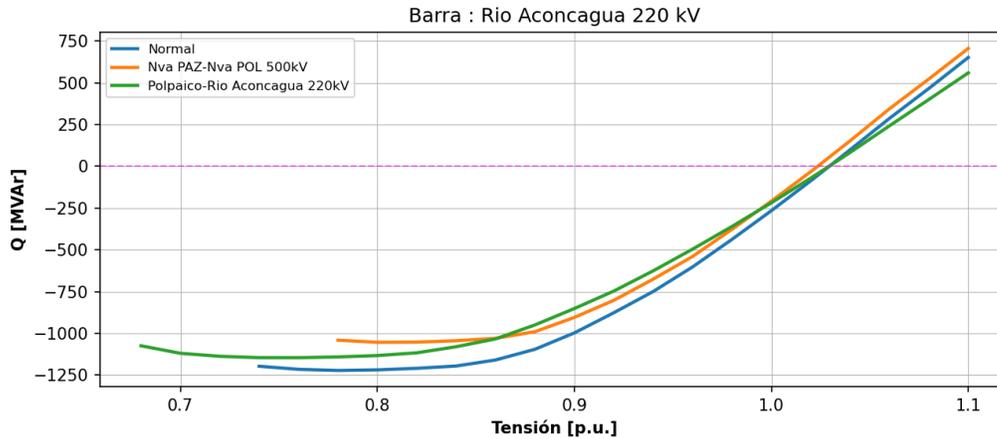


Figura 4.76. Curva QV en S/E Río Aconcagua 220 kV en escenario E2.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.63. Descripción resultados Curva Q-V S/E Río Aconcagua 220 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen de Reactivos [MVar]
Normal	1.029	0.78	-1221
Nva PAZ-Nva POL 500kV	1.023	0.80	-1053
Polpaico-Río Aconcagua 220kV	1.029	0.76	-1145

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Río Aconcagua 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.4.3.3 Análisis de Resultados Escenario E5.

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

a) Descripción del Escenario E5

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- 0x175 MVar Reactor en la barra 500 kV de S/E Polpaico.
- 0x50 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Cerro Navia.
- 0 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVar, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.
- 0 de 3 bancos de CCEE (3x30 MVar, 13.2 kV), transformador 220/110 kV en S/E Alto Jahuel.

- CER de S/E Polpaico.
- STATCOM de S/E Cerro Navia.
- STATCOM El Chacay.

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de anexos.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para las distintas barras relevantes de la ACT, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

Sistema de 500 kV

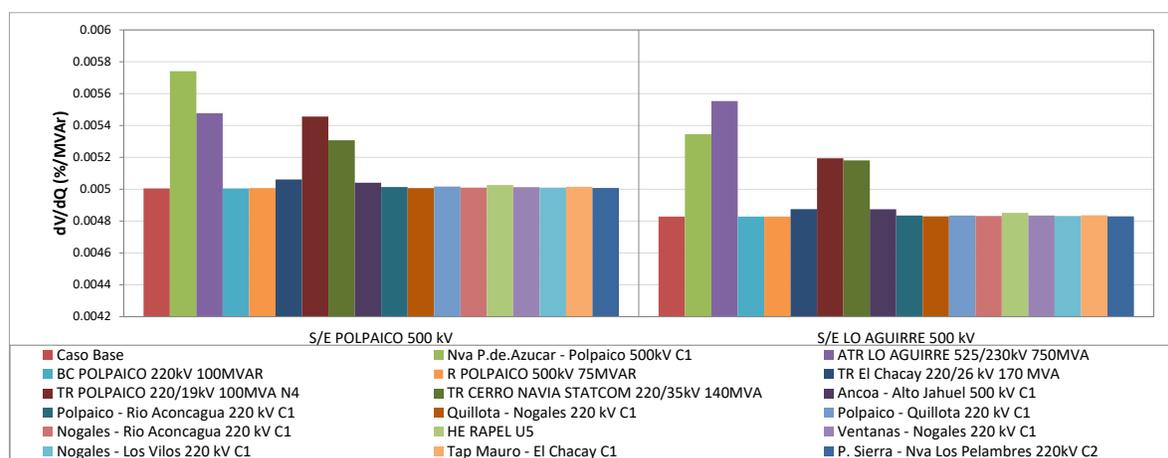


Figura 4.77. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500 kV ACT Centro E5.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Polpaico 500 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla de la Línea Nueva Pan de Azúcar Polpaico C1.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

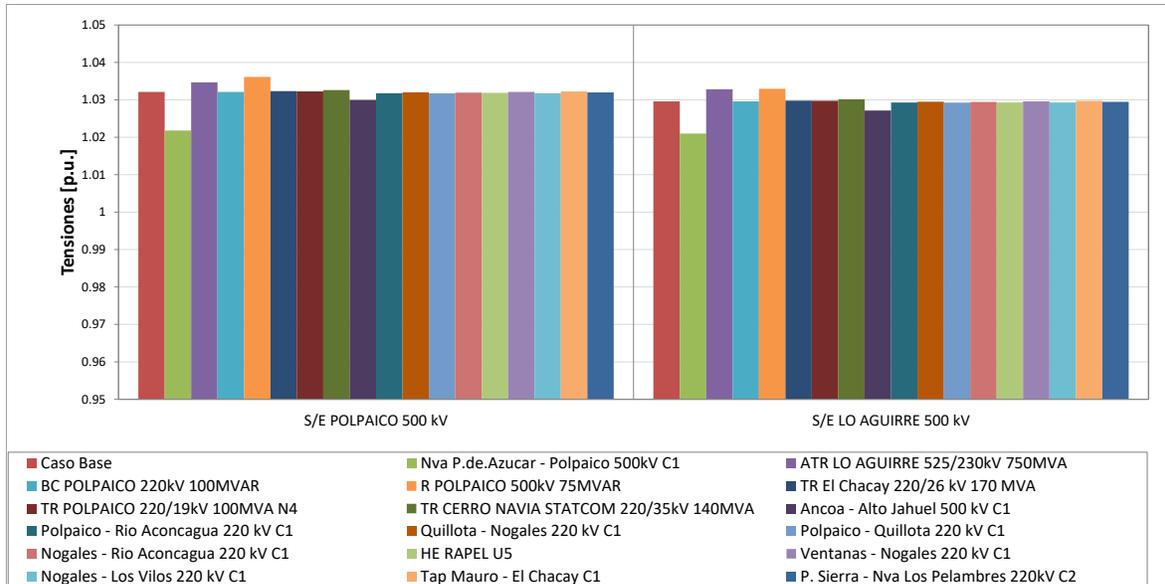


Figura 4.78. Tensión en barras 500 kV área de CT Centro E5.

Sistema de 220 kV

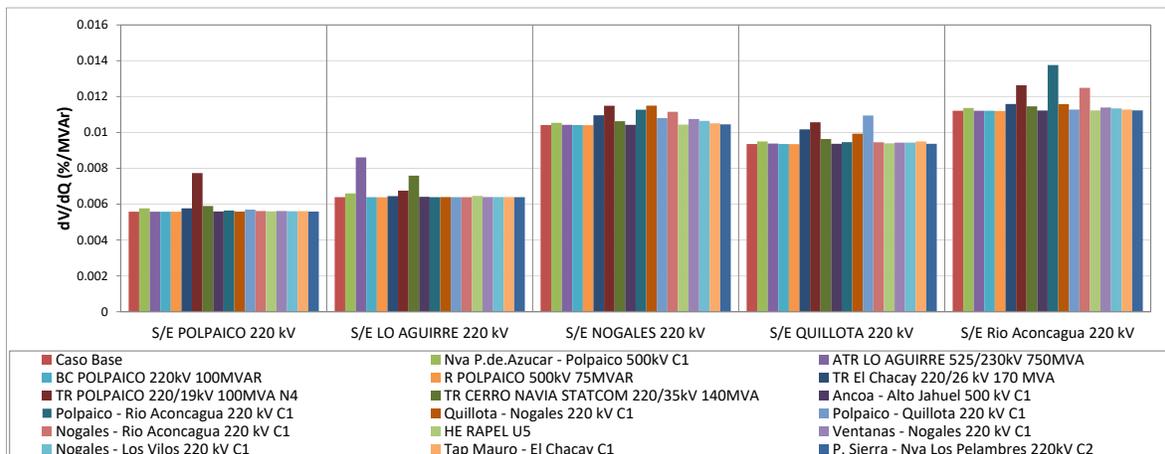


Figura 4.79. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro E5

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 220 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Río Aconcagua 220 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la salida de un circuito de la línea Popaico – Río Aconcagua 220 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

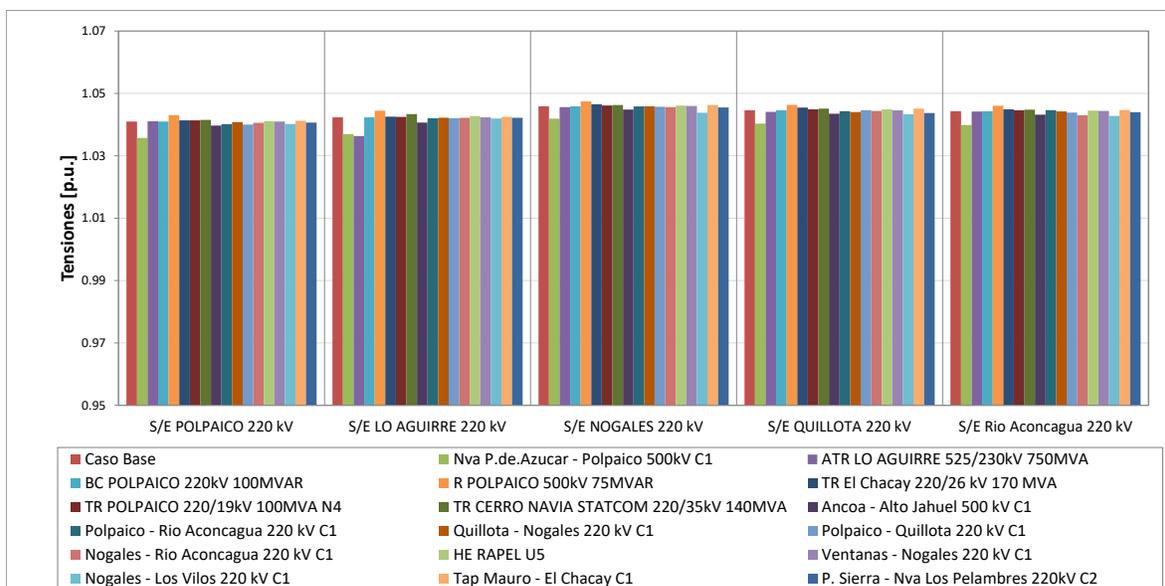


Figura 4.80. Tensión en barras 220 kV área de CT Centro E5.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Asimismo, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla siguiente se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la zona analizada, la contingencia más crítica corresponde a la desconexión de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500/220 kV, donde se requiere de una reserva dinámica de 64 MVar, con una distribución tal que la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por el CER de Polpaico y por el STATCOM de Cerro Navia.

Falla	Elemento	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																	
		Nva. Paz - Nva. Polapico 500 KV		ATR LO AGUIRRE 525/230/66kV 750MVA N1		R POLPAICO 500kV KZ2 1x75MVAR		Alto Jahuel - Ancoa 500 kV		Estr 119 - Polpaico C1		Polpaico - Quillota 220 kV C1		Nogales - Los Vilos 220 kV C1_b		LT 220 kV Est 427A- Tap Mauro C1		P. Sierra - Nva Los Pelambres 220kV C2	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE RAPEL U2		3.0	5%	2.5	11%	-1.1	5%	0.9	5%	0.2	3%	0.2	3%	0.3	5%	-0.1	-1%	0.2	1%
HE RAPEL U4		3.0	5%	2.5	11%	-1.1	5%	0.9	5%	0.2	3%	0.2	3%	0.3	5%	-0.1	-1%	0.2	1%
HE RAPEL U5		1.9	3%	1.7	7%	-0.7	3%	0.6	3%	0.1	2%	0.1	2%	0.2	3%	-0.1	-1%	0.2	0%
TR CERRO NAVIA STATCOM 220/35kV 140MVA		21.2	33%	16.8	72%	-8.3	35%	7.1	40%	1.4	23%	1.5	23%	1.7	23%	-0.6	-4%	0.8	2%
TR El Chacay 220/26 kV 170 MVA		8.3	13%	0.3	1%	-2.3	10%	1.5	8%	0.3	5%	-0.1	-2%	0.8	11%	15.8	116%	28.1	90%
TR POLPAICO 220/19kV 100MVA N4		26.2	41%	-0.3	-1%	-10.3	43%	6.4	37%	4.0	65%	4.7	72%	3.8	53%	-1.2	-9%	1.7	5%
Total		63.6	100%	23.5	100%	-24.0	100%	17.5	100%	6.1	100%	6.5	100%	7.1	100%	13.6	100%	31.1	100%

Tabla 4.64. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro para diversas contingencias escenario E5.

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por la ACT y las áreas aledañas al sistema analizado, en ella se observa la distribución de las reservas internas y la contribución externa que se requiere para las contingencias más exigentes del ACT en estudio.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas										
Falla Transferencia	Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C1	ATR LO AGUIRRE 525/230kV 750MVA	R POLPAICO 500kV 75MVAR	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C1	Polpaico - Quillota 220 kV C1	Nogales - Los Vilos 220 kV C1	Tap Mauro - El Chacay C1	P. Sierra - Nva Los Pelambres 220kV C2	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	
T_INTERNO	63.6	23.5	-24.0	17.5	6.1	6.5	7.1	13.6	31.1	
Centro-Vreg	3.8	-6.6	-2.7	1.0	-0.3	-2.1	6.1	-1.7	1.4	
Centro-NCHS	-159.7	13.8	21.8	-11.5	-2.4	-3.1	-21.3	-1.7	-25.3	
Centro-CSur	1.1	11.2	0.6	-1.5	0.4	0.3	0.6	-0.2	0.1	
TOTAL	-91.1	41.8	-5.5	5.5	3.8	1.6	-7.5	10.0	7.3	

Tabla 4.65. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil.

Para las barras más débiles se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente, respecto de su tensión de servicio.

Sistema de 500 kV

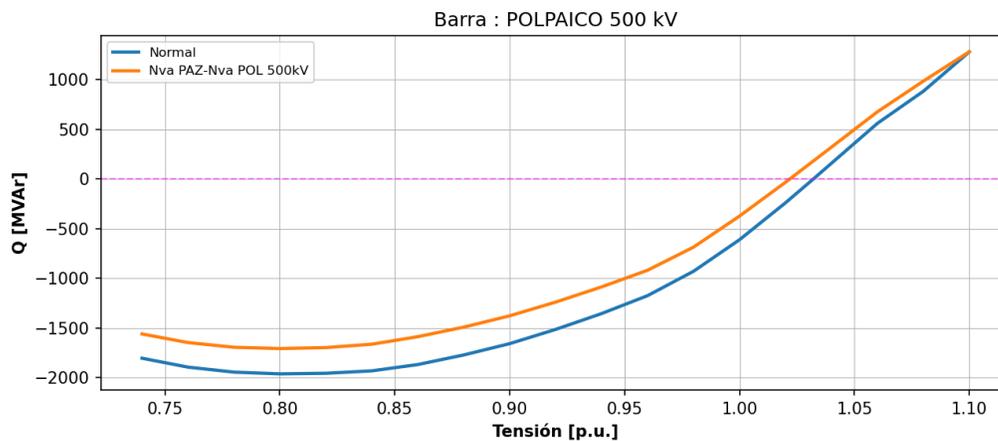


Figura 4.81. Curva QV en S/E Polpaico 500 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.66. Descripción resultados Curva Q-V S/E Polpaico 500 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Normal	1.032	0.80	-1961
Nva PAZ-Nva POL 500kV	1.021	0.80	-1707

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Polpaico 500 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

Sistema de 220 kV

Los resultados del gráfico del caso de 220 kV se resumen en la tabla siguiente:

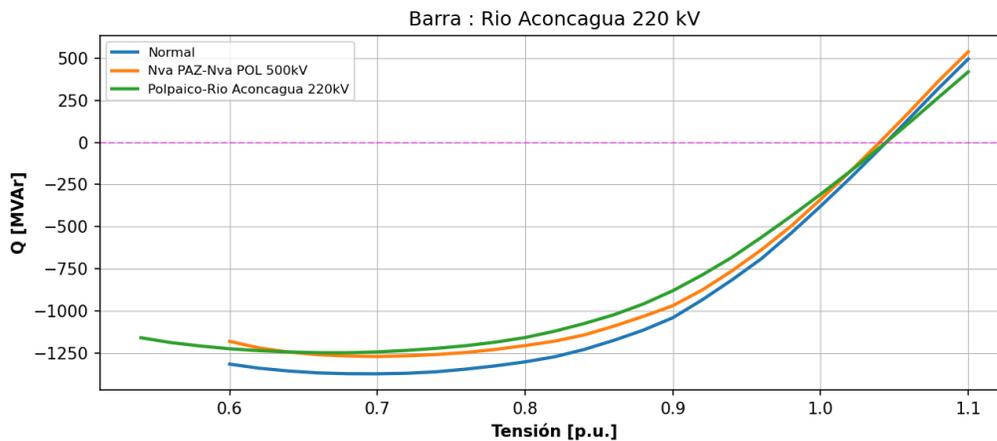


Figura 4.82. Curva QV en S/E Río Aconcagua 220 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.67. Descripción resultados Curva Q-V S/E Río Aconcagua 220 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen de Reactivos [MVar]
Normal	1.044	0.70	-1373
Nva PAZ-Nva POL 500kV	1.039	0.70	-1271
Polpaico-Río Aconcagua 220kV	1.044	0.68	-1248

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Río Aconcagua 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos

aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.4.3.4 Verificación de Comportamiento dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, que corresponden al E1 para inyección y E5 para absorción de potencia reactiva, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para la contingencia, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.68. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro 500-220 kV.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \geq 5\%$?	$\angle \text{Dif. Ang} \leq 120^\circ$?	$\zeta V_{\text{mín.}} \geq 0.7$ p.u.?	$\zeta V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	ζV en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\zeta f \geq 48.3\text{Hz}$?
ATR Lo Aguirre 500/220 kV	E1	Alto Jahuel - Lo Aguirre 500 kV	340	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Reactor de Polpaico 500 kV	E5	Polpaico - Lo Aguirre 500 kV	375	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más críticas de la ACT se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

4.4.3.5 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la tabla siguiente se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea de 500 y 220 kV del ACT Centro respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.69. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la ACT Centro - 500 y 220 kV

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E1	E5

Demanda de la zona (MW)	230	331
Generación de la zona (MW)	297	145
Contingencia más crítica de la zona	ATR LO AGUIRRE 525/230kV 750MVA	Reactor Polpaico 500 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVAr)	98	-24
Centrales con mayor participación	Statcom C. Navia: 78%	CER Polpaico: 43% Statcom C. Navia: 35%

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k} / dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub-ACT en condiciones de Operación Normal.

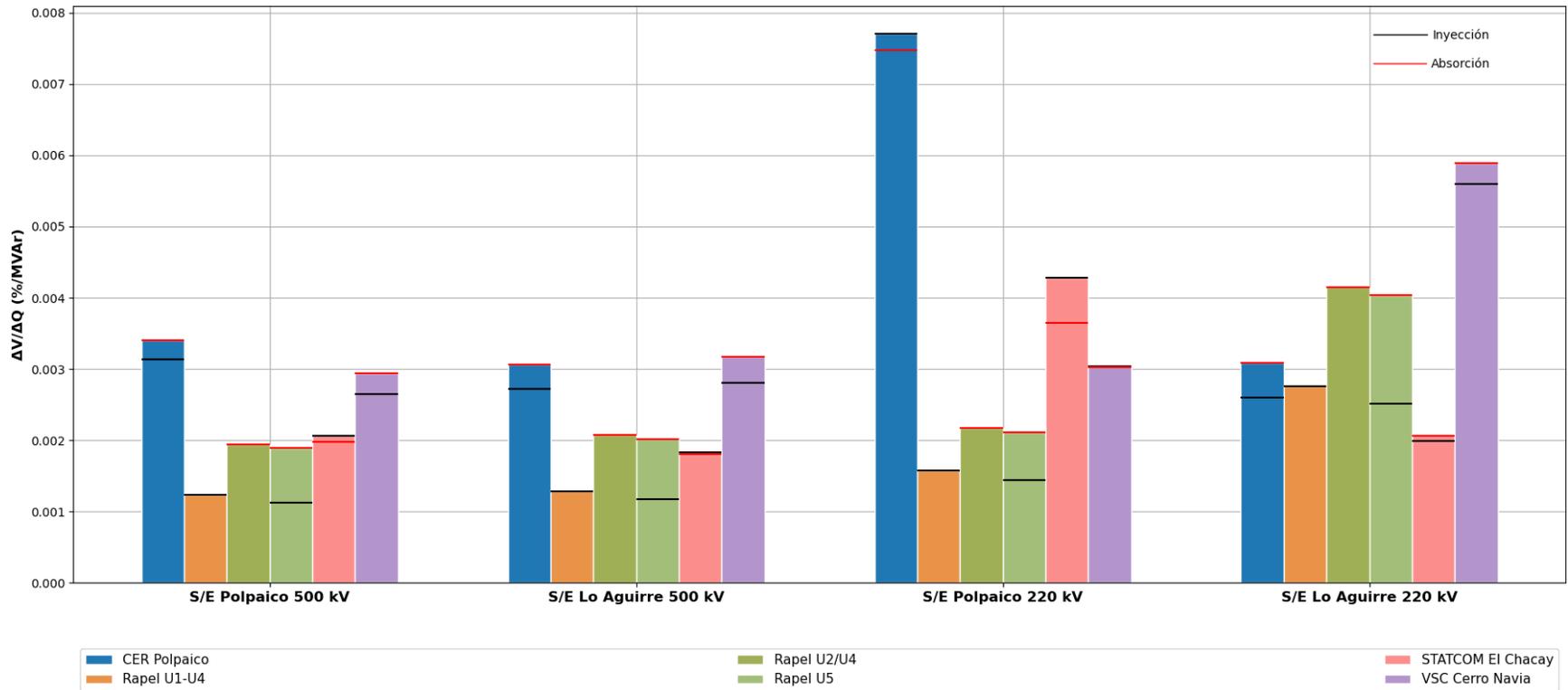


Figura 4.83. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal ACT Centro – 220kV y 500kV, sistema de 500 kV

De las figuras se observa que, para el sistema de 500 kV en los escenarios más exigentes de inyección y absorción de potencia reactiva, existe un comportamiento muy parecido de los elementos de CT en las SS/EE Polpaico y Lo Aguirre 500 kV, destacándose la efectividad en el CT del CER de Polpaico y el STATCOM de Cerro Navia.

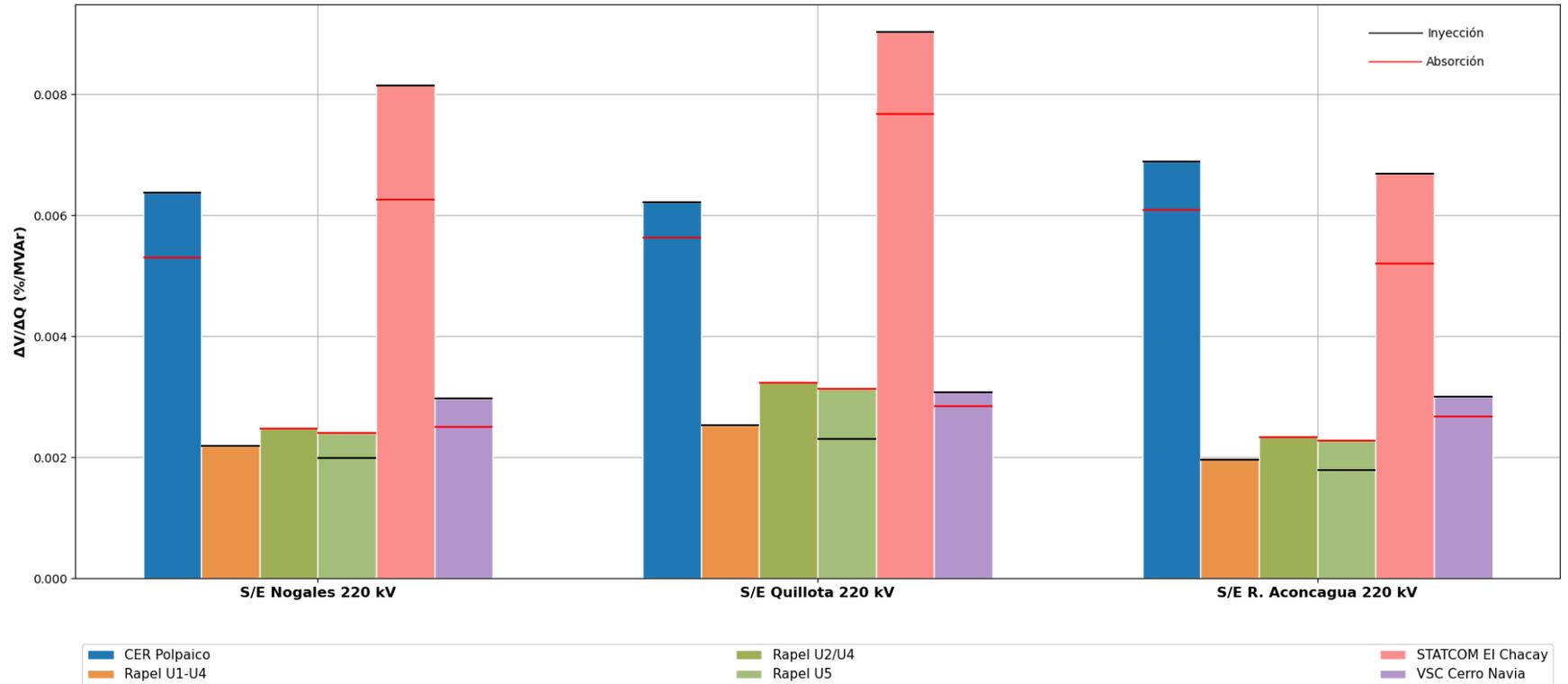


Figura 4.84. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal ACT Centro – 220kV y 500kV

Por otra parte, en el sistema de 220 kV se puede observar un comportamiento similar de elementos para el CT en las principales barras de las SS/EE de 220 kV, destacando nuevamente el aporte del CER de Polpaico y el STATCOM de Cerro Navia. Por otra parte, se refleja el principal aporte en las barras de Quillota, Nogales 220 kV y Río Aconcagua del STATCOM de El Chacay.

4.4.4 Subárea Región Metropolitana

4.4.4.1 Escenarios analizados

Los escenarios de operación utilizados para las simulaciones de la zona de la Región Metropolitana se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.70 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Región Metropolitana.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E1	3146	1088
E3	2918	398
E5	1254	771

4.4.4.2 Análisis de Resultados Escenario E1

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- 2 de 3 CCEE 4 Alto Jahuel 13.2kV - 30 MVA
- 0 de 2 CCEE Buin 110 kV 2x40 MVar
- 2 de 2 CCEE Chena 110 kV 2x40 MVar
- 1 de 1 CCEE El Salto 110 kV 1x80 MVar
- 1 CCEE Ochagavía 110 kV 1x80 MVar
- 2 Central Alfalfal 1
- 2 Central Alfalfal 2
- 2 Central Las Lajas

El detalle de despacho de centrales de generación se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la zona Región Metropolitana, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

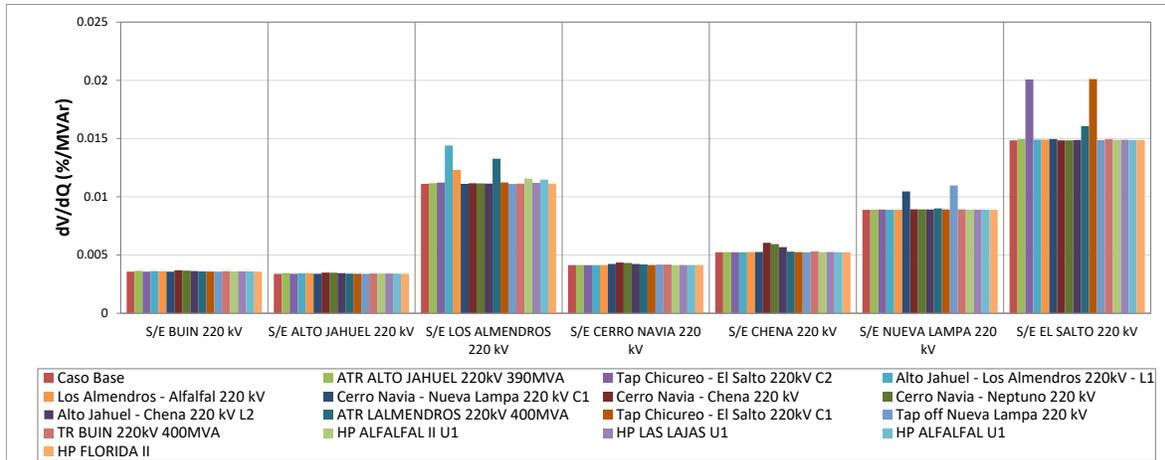


Figura 4.85. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea Región Metropolitana E1.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia, la barra más débil corresponde a la de la S/E El Salto 220 kV, para la falla del C2 de la línea Chicureo – El Salto 220 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220 kV se presentan a continuación:

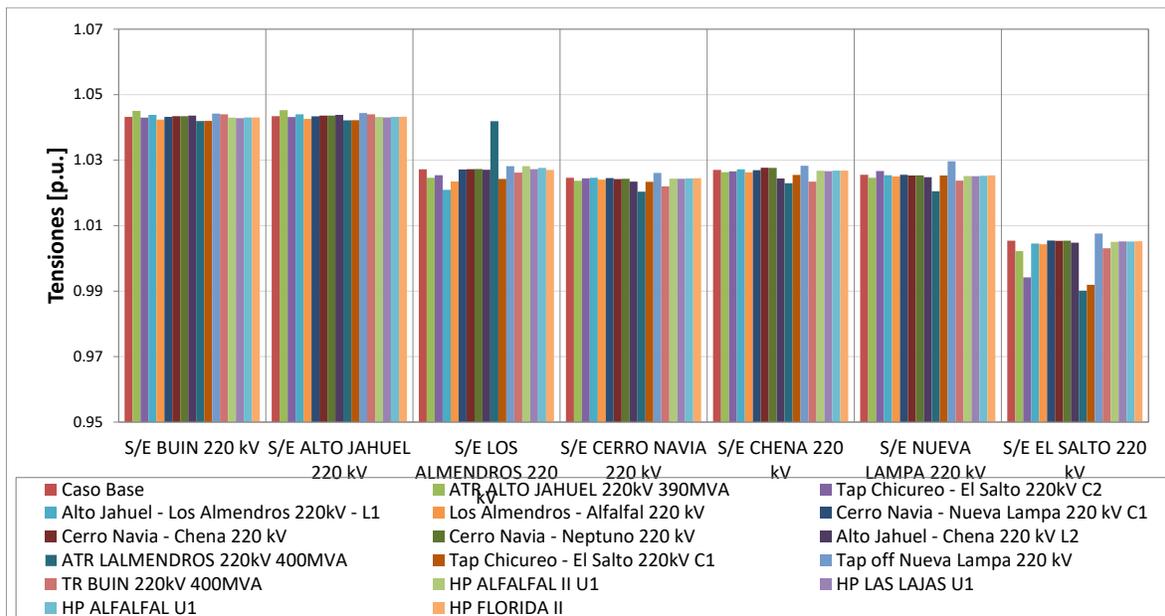


Figura 4.86. Tensión en barras de 110 kV subárea Región Metropolitana E1.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los

estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Además, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																
Falla Elemento	ATR ALTO JAHUEL 220kV 390MVA		Tap Chicureo - El Salto 220kV C2		Alto Jahuel - Los Almendros 220kV - L1		ATR LALMENDROS 220kV 400MVA		Tap Chicureo - El Salto 220kV C1		Tap off Nueva Lampa 220 kV		TR BUIN 220kV 400MVA		HP LAS LAJAS U1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP ALFALFAL II U1	3.0	6%	1.2	15%	3.9	23%	-7.7	-94%	2.0	15%	-0.7	14%	0.9	8%	0.5	12%
HP ALFALFAL II U2	3.0	6%	1.2	15%	3.9	23%	-7.7	-94%	2.0	15%	-0.7	14%	0.9	8%	0.5	12%
HP ALFALFAL U1	2.4	4%	1.0	12%	3.2	18%	-6.2	-76%	1.6	12%	-0.5	12%	0.8	6%	0.4	10%
HP ALFALFAL U2	2.4	4%	1.0	12%	3.2	18%	-6.2	-76%	1.6	12%	-0.5	12%	0.8	6%	0.4	10%
HP CARENA (U1-U4)	0.3	0%	0.2	2%	0.0	0%	0.6	-7%	0.3	2%	-0.1	3%	0.4	4%	0.0	0%
HP FLORIDA II (U1-U2)	3.5	6%	0.3	4%	0.2	1%	2.2	27%	0.5	3%	-0.2	4%	0.8	6%	-0.1	-3%
HP FLORIDA III U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP GUAYACAN (U1-U2)	1.2	2%	0.1	1%	0.1	0%	0.6	-7%	0.1	1%	-0.1	1%	0.2	2%	0.1	3%
HP LAS LAJAS U1	13.4	25%	1.1	14%	1.2	7%	5.6	-68%	1.9	14%	-0.7	15%	2.6	22%		
HP LAS LAJAS U2	13.4	25%	1.1	14%	1.2	7%	5.6	-68%	1.9	14%	-0.7	15%	2.6	22%	1.9	48%
HP PUNTILLA U2	5.5	10%	0.3	3%	0.1	1%	2.1	25%	0.5	4%	-0.2	4%	0.6	5%	-0.3	-6%
HP QUELTEHUES U1	6.3	12%	0.5	6%	0.3	2%	3.0	-36%	0.8	6%	-0.3	6%	1.2	10%	0.6	15%
HP VOLCAN U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Total	54.2	100%	8.0	100%	17.4	100%	-8.3	100%	13.1	100%	-4.7	100%	11.7	100%	3.9	100%

Tabla 4.71. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Región Metropolitana, escenario E1 para diversas contingencias.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión del Transformador Alto Jahuel 220/110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 54 MVar en la zona, los cuales provienen principalmente desde las centrales de Las Lajas y Alfalfal.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Transferencia	ATR ALTO JAHUEL	Tap Chicureo - El Salto	Alto Jahuel - Los	ATR LALMEN DROS	Tap Chicureo - El Salto	Tap off Nueva Lampa	TR BUIN 220kV 400MVA	HP LAS LAJAS U1
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	54.2	8.0	17.4	-8.3	13.1	-4.7	11.7	3.9
C220-RM	42.1	-19.7	10.3	-17.9	-16.8	3.7	-4.5	16.6
TOTAL	96.2	-11.7	27.7	-26.1	-3.7	-1.0	7.2	20.5

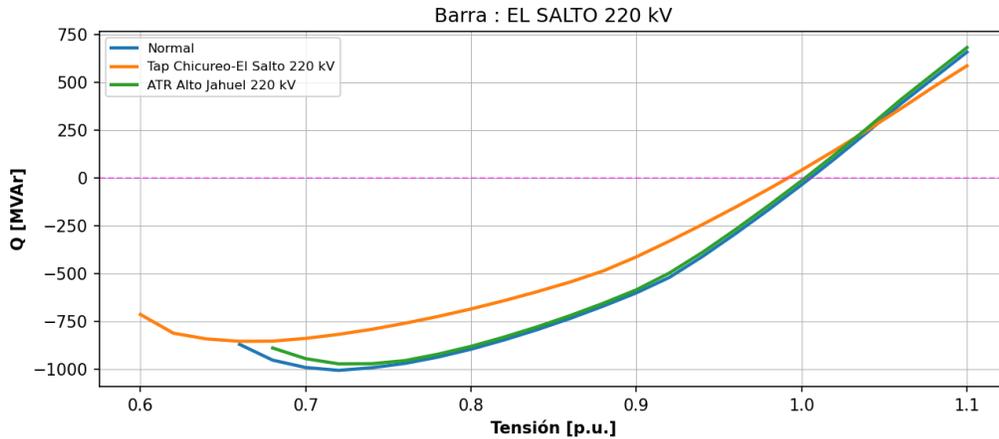
Tabla 4.72. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E1.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva externa en el ACT corresponde a la desconexión del Transformador de Alto Jahuel 220/110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 96 MVar en la zona.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra Los Almendros 220 kV, se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

Figura 4.87. Curvas Q-V en S/E El Salto 220 kV, escenario E1



Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla.4.73. Descripción resultados Curva Q-V S/E El Salto 220 kV, escenario E1.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Normal	1.00	0.72	-1007
Tap Chicureo-El Salto 220 kV	0.99	0.66	-855
ATR Alto Jahuel 220 kV	1.00	0.72	-973

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra El Salto 220 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.4.4.3 Análisis de Resultados Escenario E3

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- 0 de 3 CCEE Alto Jahuel 13.2kV - 30 MVA
- 0 de 2 CCEE Buin 110 kV 2x40 MVA
- 2 de 2 CCEE Chena 110 kV 2x40 MVA
- 1 de 1 CCEE El Salto 110 kV 1x80 MVA
- 1 de 1 CCEE Ochagavía 110 kV 1x80 MVA
- 1 Central Alfalfal 1
- 1 Central Las Lajas

El detalle de despacho de centrales de generación se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para las distintas barras de la zona Región Metropolitana, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

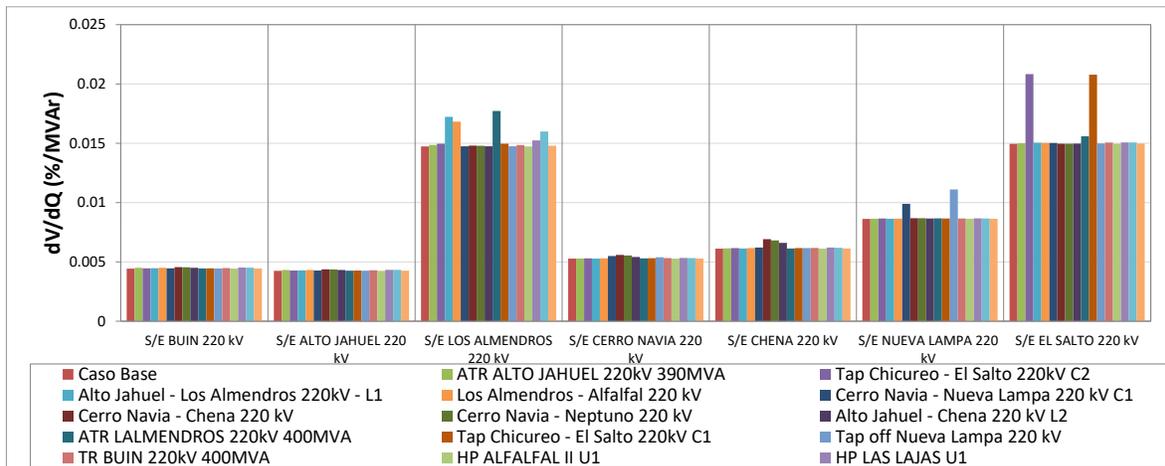


Figura 4.88. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea Región Metropolitana E3.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia, la barra más débil corresponde a la de la S/E El Salto 220 kV, para la falla del C1 de la línea Tap Chicureo El Salto 220 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220 kV se presentan a continuación:

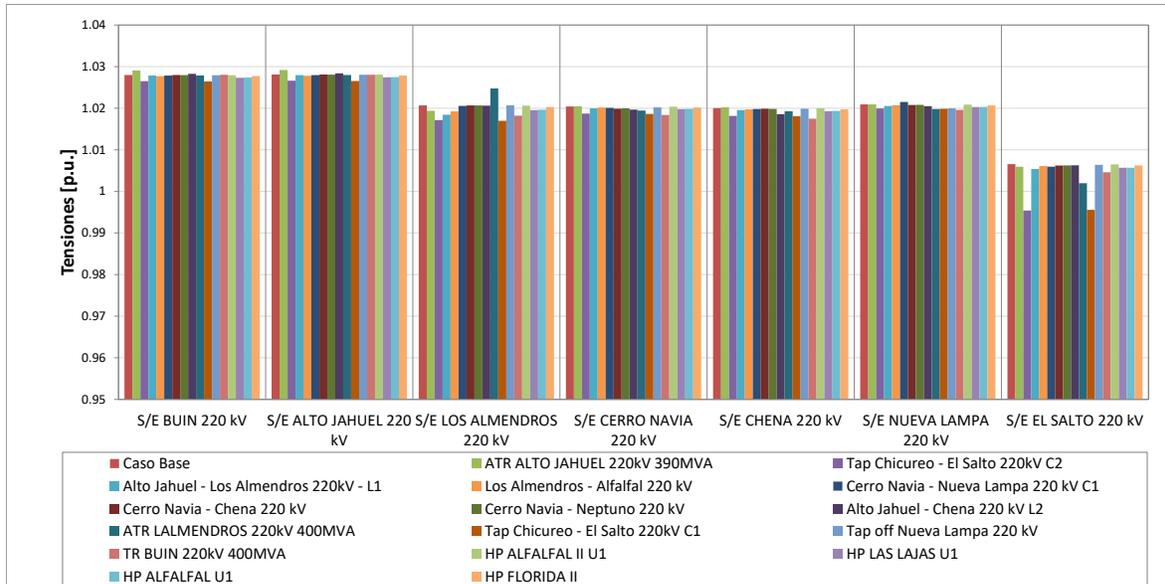


Figura 4.89. Tensión en barras de 220 kV subárea Región Metropolitana E3.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Además, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																
Falla Elemento	ATR ALTO JAHUEL 220kV 390MVA		Tap Chicureo - El Salto 220kV C2		Alto Jahuel - Los Almendros 220kV - L1		Los Almendros - Alfalfal 220 kV		ATR LALMENDROS 220kV 400MVA		Tap Chicureo - El Salto 220kV C1		TR BUIIN 220kV 400MVA		HP LAS LAJAS U1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP ALFALFAL U1	1.5	16%	2.4	34%	1.5	32%	-1.1	-6%	-1.6	-12%	2.5	34%	2.0	25%	1.7	50%
HP CARENA (U1-U4)	0.0	0%	0.2	3%	0.0	1%	0.0	0%	0.1	-9%	0.2	3%	0.3	3%	0.1	2%
HP FLORIDA II (U1-U2)	0.6	7%	0.4	6%	0.3	6%	0.1	-5%	0.2	-12%	0.4	6%	0.7	9%	0.2	4%
HP FLORIDA III U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP GUAYACAN (U1-U2)	0.3	3%	0.2	2%	0.1	3%	0.0	2%	0.0	0%	0.2	2%	0.2	3%	0.2	6%
HP LAS LAJAS U1	3.5	39%	2.3	33%	1.8	39%	-0.1	-6%	-0.1	24%	2.4	33%	2.9	36%		
HP PUNTIILLA U2	1.8	20%	0.4	6%	0.2	4%	0.1	-6%	0.1	-7%	0.4	6%	0.5	6%	0.2	5%
HP QUELTEHUES U1	1.4	15%	0.8	11%	0.6	13%	-0.2	-9%	0.0	-2%	0.8	11%	1.0	13%	1.0	30%
HP VOLCAN U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
TER LOMA LOS COLORADOS II (U1-U5)	0.0	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	-2%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	0%
TER LOMA LOS COLORADOS II (U4-U5)	0.0	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	-2%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	0%
TER LOMA LOS COLORADOS II (U6-U7)	0.0	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	-2%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	0%
TER LOMA LOS COLORADOS II (U8-U9)	0.0	0%	0.2	3%	0.0	1%	0.0	-1%	0.1	-7%	0.2	3%	0.2	2%	0.1	1%
Total	9.1	100%	7.1	100%	4.6	100%	-2.2	100%	-1.6	100%	7.4	100%	8.0	100%	3.5	100%

Tabla 4.74. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Región Metropolitana, escenario E3 para diversas contingencias.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión del Transformador Alto Jahuel 220/110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 9 MVAR en la zona, los cuales provienen principalmente desde las centrales de Las Lajas y Puntilla.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas									
Falla Transferencia	ATR ALTO	Tap	Alto Jahuel	Los	Los	ATR	Tap	TR BUIN	HP LAS
	JAHUEL	Chicureo -	Los	Almendros -	Alfalfal 220	LALMENDR	Chicureo -	TR BUIN	HP LAS
	220kV	El Salto	Los	Almendros -	Alfalfal 220	OS 220kV	El Salto	220kV	LAJAS U1
	390MVA	220kV C2	220kV U1	kV	kV	400MVA	220kV C1	400MVA	
	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR
T_INTERNO	9.1	7.1	4.6	-2.2	-1.6	7.4	8.0	3.5	
C220-RM	0.4	-23.3	-1.9	-5.4	-2.0	-20.6	-8.7	-2.1	
TOTAL	9.5	-16.2	2.6	-7.6	-3.5	-13.2	-0.7	1.4	

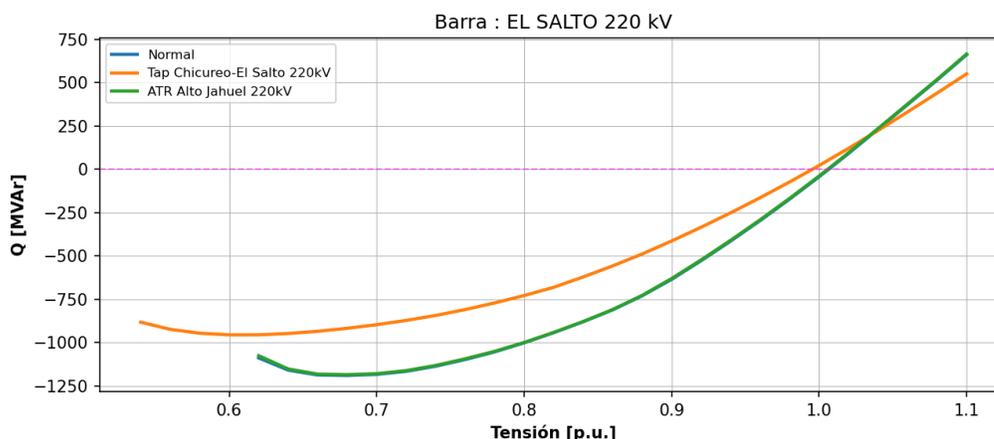
Tabla 4.75. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E3.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva externa en el ACT corresponde a la desconexión del Transformador de Alto Jahuel 220/110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica para absorción del orden de 9.5 MAr en la zona.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra El Salto 220 kV, se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

Figura 4.90. Curvas Q-V en S/E El Salto 220 kV, escenario E3.



Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla.4.76. Descripción resultados Curva Q-V S/E El Salto 220 kV, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Normal	1.00	0.68	-1190
Tap Chicureo-El Salto 220kV	0.99	0.60	-956
ATR Alto Jahuel 220kV	1.00	0.68	-1185

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra El Salto 220 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.4.4.4 Análisis de Resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- 0 de 3 CCEE Alto Jahuel 13.2kV - 30 MVA
- 0 de 1 CCEE Buin 110 kV 2x40 MVar
- 0 de 1 CCEE Chena 110 kV 2x40 MVar
- 0 de 1 CCEE El Salto 110 kV 1x80 MVar
- 1 de 1 CCEE Ochagavía 110 kV 1x80 MVar
- Central Alfalfal

El detalle de despacho de centrales de generación se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la zona Región Metropolitana, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

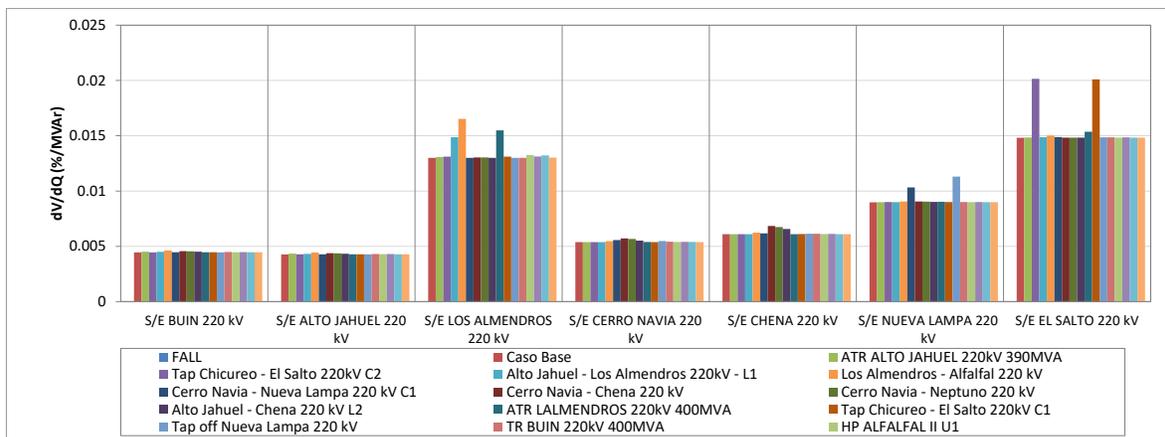


Figura 4.91. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea Región Metropolitana E5.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia, la barra más débil corresponde a la de la S/E El Salto 220 kV, para la falla del C1 de la línea Tap Chicureo El Salto 220 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220 kV se presentan a continuación:

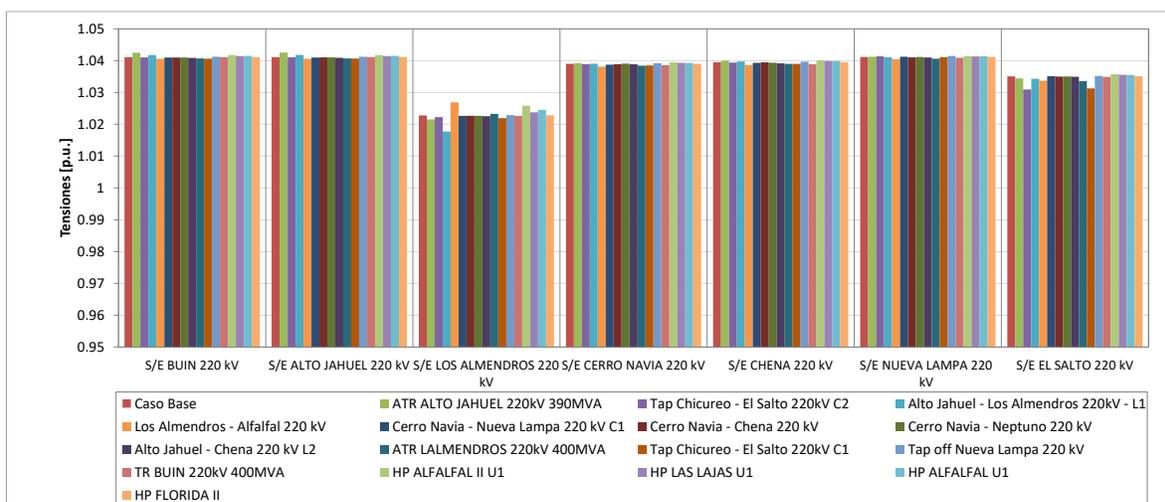


Figura 4.92. Tensión en barras de 220 kV subárea Región Metropolitana E5.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Además, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas														
Falla Elemento	ATR ALTO JAHUEL 220kV 390MVA		Alto Jahuel - Los Almendros 220kV - L1		Los Almendros - Alfalfal 220 kV		Tap Chicureo - El Salto 220kV C1		HP ALFALFAL II U1		HP LAS LAJAS U1		HP ALFALFAL U1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP ALFALFAL II U1	0.9	7%	2.2	18%	19.4	21%	0.4	14%			-0.4	13%	-3.6	29%
HP ALFALFAL II U2	0.9	7%	2.2	18%	19.4	21%	0.4	14%	-6.2	32%	-0.4	13%	-3.6	29%
HP ALFALFAL U1	0.8	6%	1.8	14%	15.7	17%	0.3	11%	-4.9	25%	-0.4	10%		
HP ALFALFAL U2	0.8	6%	1.8	14%	15.7	17%	0.3	11%	-4.9	25%	-0.4	10%	-2.9	24%
HP CARENA (U1-U4)	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.1	3%	-0.1	0%	-0.1	2%	0.0	0%
HP FLORIDA II (U1-U2)	0.9	7%	0.4	3%	1.0	1%	0.1	4%	-0.3	1%	-0.3	8%	-0.2	1%
HP GUAYACAN (U1-U2)	0.3	2%	0.1	1%	0.2	0%	0.0	1%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP LAS LAJAS U1	3.5	26%	1.7	13%	9.3	10%	0.5	17%	-1.5	7%			-0.9	7%
HP LAS LAJAS U2	3.5	26%	1.7	13%	9.3	10%	0.5	17%	-1.5	7%	-1.4	42%	-0.9	7%
HP PUNTILLA U3	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP QUELTEHUES U1	1.6	12%	0.7	5%	0.9	1%	0.2	7%	-0.3	2%	0.0	1%	-0.2	2%
HP VOLCAN U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Total	13.3	100%	12.5	100%	91.0	100%	2.8	100%	-19.6	100%	-3.4	100%	-12.4	100%

Tabla 4.77. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Región Metropolitana, escenario E5 para diversas contingencias.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión de un circuito de la Línea Los Almendros – Alfalfal 220 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 91 MVar en la zona, los cuales provienen principalmente desde las centrales de Las Lajas y Alfalfal.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas							
Falla Transferencia	ATR ALTO JAHUEL 220kV 390MVA	Alto Jahuel - Los Almendros 220kV - L1	Los Almendros - Alfalfal 220 kV	Tap Chicureo - El Salto 220kV C1	HP ALFALFAL II U1	HP LAS LAJAS U1	HP ALFALFAL U1
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	13.3	12.5	91.0	2.8	-19.6	-3.4	-12.4
C220-RM	5.6	7.6	-9.2	-0.9	21.3	15.7	12.2
TOTAL	18.8	20.1	81.8	1.9	1.7	12.3	-0.2

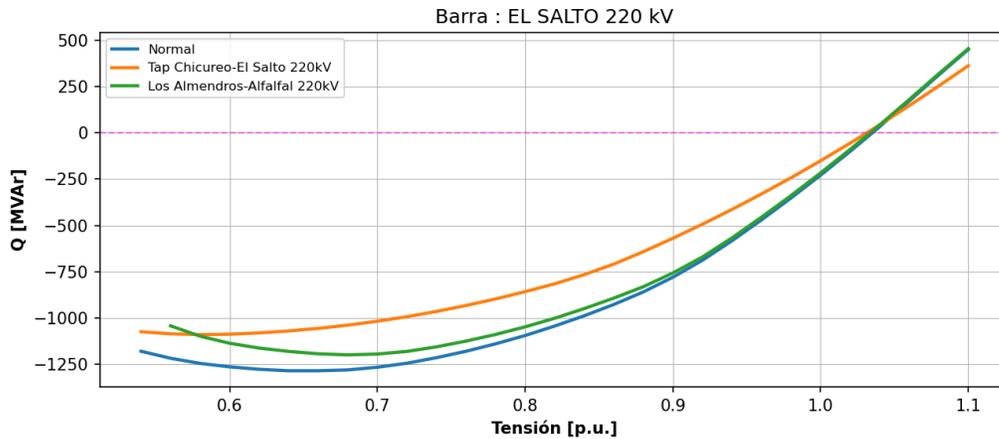
Tabla 4.78. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva externa en el ACT corresponde a la desconexión de un circuito de la Línea Los Almendros – Alfalfal 220 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica para inyección del orden de 82 MAr en la zona.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra El Salto 220 kV, se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

Figura 4.93. Curvas Q-V en S/E El Salto 220 kV, escenario E5.



Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla.4.79. Descripción resultados Curva Q-V S/E El Salto 220 kV, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Normal	1.03	0.64	-1285
Tap Chicureo-El Salto 220kV	1.03	0.58	-1090
Los Almendros-Alfalfal 220kV	1.03	0.68	-1199

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra El Salto 220 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.4.4.5 Verificación de Comportamiento dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, que corresponden al E5 tanto para inyección como para absorción de potencia reactiva, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para la contingencia, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.80. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro, subárea Región Metropolitana.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \geq 5\%$?	$\angle \text{Dif. Ang} \leq 120^\circ$?	$\zeta V_{\text{mín.}} \geq 0.7$ p.u.?	$\zeta V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	ζV en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\zeta f \geq 48.3\text{Hz}$?
Los Almendros - Alfalfal 220 kV	E5	Polpaico - Lo Aguirre 500 kV	373	✓	✓	✓	✓	✓	✓
HP Alfalfal II U1	E5	Polpaico - Lo Aguirre 500 kV	374	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más críticas de la ACT se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

4.4.4.6 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la tabla siguiente se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea Región Metropolitana del ACT Centro respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.81. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea Región Metropolitana del ACT Centro

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E5	E5

Demanda de la zona (MW)	1254	1254
Generación de la zona (MW)	771	771
Contingencia más crítica de la zona	Los Almendros - Alfalfal 220 kV C1	Central Alfalfal II U1
Requerimientos mínimos de reactivos (MVAR)	91	-20
Centrales con mayor participación	Alfalfal II x2: 21% Alfalfal x2: 17%	Alfalfal U1 x2: 25% Alfalfal II U2: 32%

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub-ACT en condiciones de Operación Normal.

De las figuras se observa que, para el sistema de 220 kV en los escenarios más exigentes de inyección y absorción de potencia reactiva, existe un comportamiento similar en cuanto a efectividad para el control de tensión correspondiente a las centrales Alfalfal 1 y central Carena.

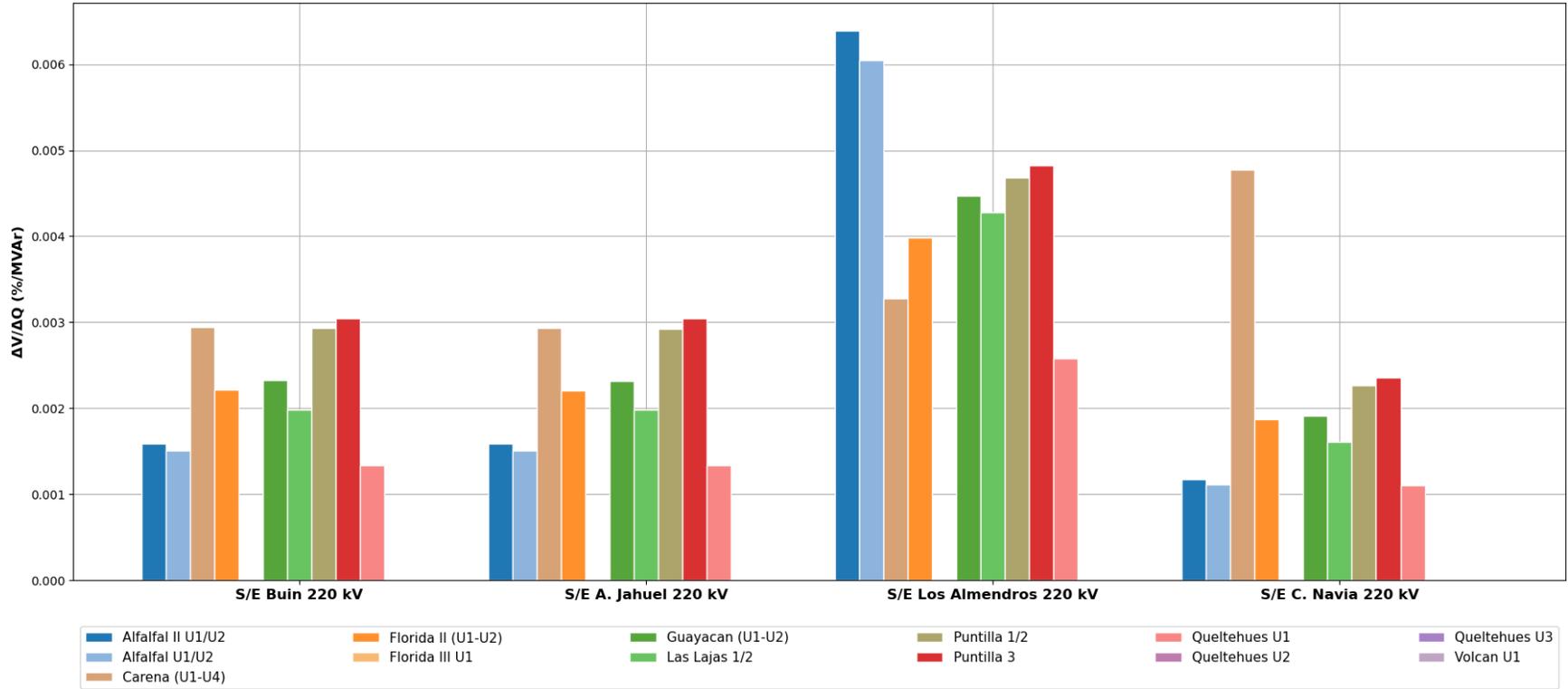


Figura 4.94. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub-ACT Región Metropolitana – 220kV

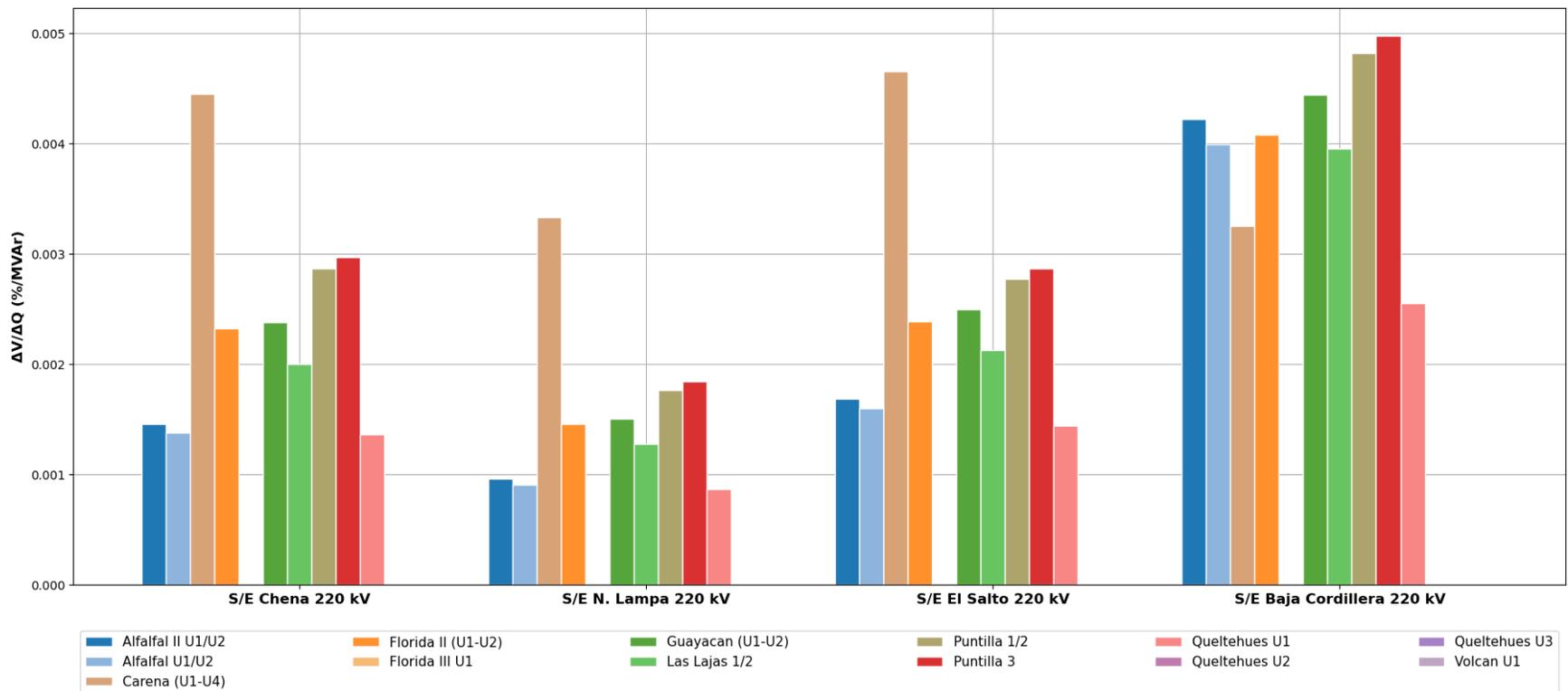


Figura 4.95. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub-ACT Región Metropolitana – 220kV, continuación.

4.4.5 Subárea Quinta Región

4.4.5.1 Escenarios analizados

Los escenarios de operación utilizados para las simulaciones de la zona de la V Región Costa se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.82 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Quinta Región.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E1	529	284	284
E3	529	517	174
E5	411	276	194

4.4.5.2 Análisis de Resultados Escenario E1

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

a) Descripción del Escenario E1

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de control de tensión:

- Este escenario no cuenta con elementos que presten control dinámico de tensión.

El detalle de despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

S/E Agua Santa

- 1 de 2 banco de CCEE 1x20 MVar

S/E Cerro Calera:

- 3 pasos de 1 bancos de CCEE 12x0.21 MVar
- 0 pasos de 1 bancos de CCEE 12x0.21 MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x6 MVar

S/E San Sebastián

- 0 pasos de 1 banco de CCEE 2x1.2MVar

S/E Reñaca

- 0 de 1 banco de CCEE 1x2.7MVar

b) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la zona V región, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

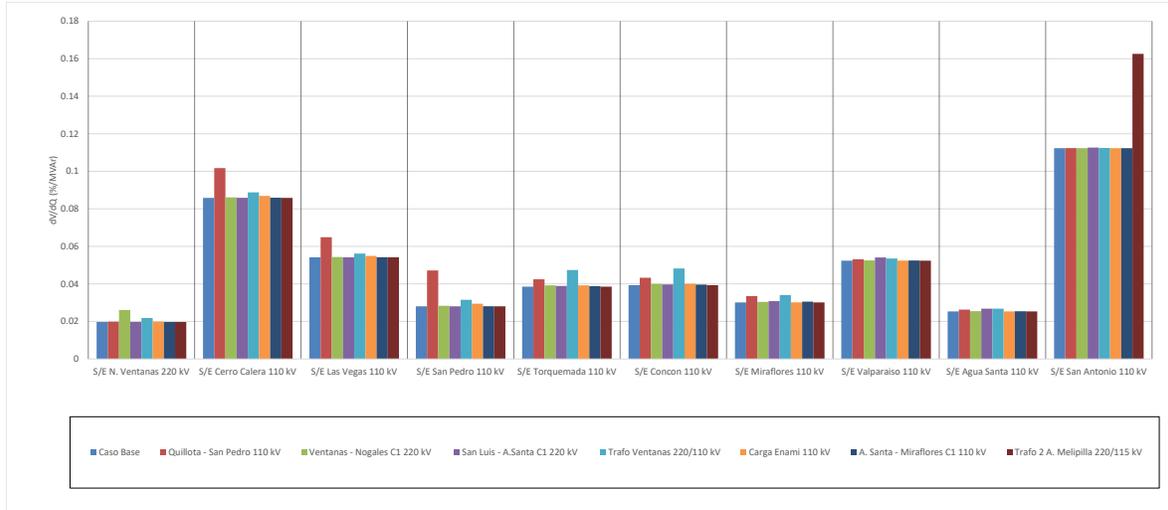


Figura 4.96. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea V región E1.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia la barra más débil corresponde a la de la S/E San Antonio 110 kV, donde el mayor requerimiento se produce para la contingencia en el Trafo N°2 A. Melipilla 220/115 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 110 kV se presentan a continuación:

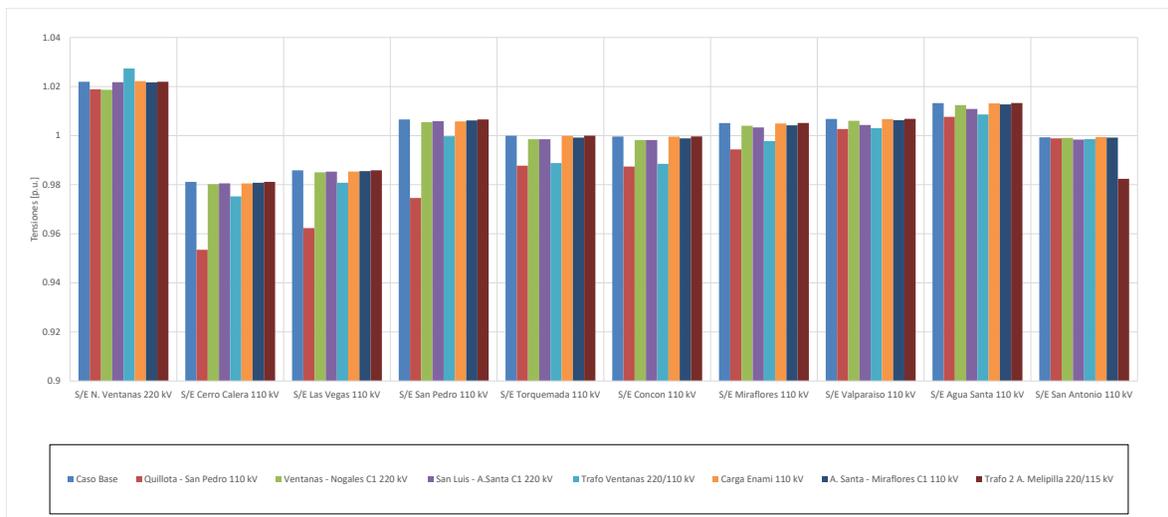


Figura 4.97. Tensión en barras de 110 kV subárea V región E1.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Además, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas, que en este caso corresponde a las Sub-áreas Zona 500 y 220 kV y Zona Región Metropolitana.

En la siguiente tabla, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Este escenario de estudio no cuenta con elementos que presten control dinámico de tensión, por lo cual la tabla correspondiente a los Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea V región, no aplica.

Tabla 4.83. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E1.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas							
Falla Transferecia	Quillota - San Pedro 110 kV	Ventanas - Nogales C1 220 kV	San Luis - A.Santa C1 220 kV	Trafo Ventanas 220/110 kV	Carga Enami 110 kV	A. Santa - Miraflores C1 110 kV	Trafo 2 A. Melipilla 220/115 kV
	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR
T_INTERNO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CV-RM	13.5	0.4	0.3	2.5	0.7	0.1	0.0
CV-C500_220	-6.5	-0.9	-0.6	-2.0	2.9	2.4	-0.1
TOTAL	7.0	-0.4	-0.3	0.5	3.6	2.5	-0.1

En la tabla se puede apreciar que la falla en la línea Quillota - San Pedro 110 kV, es la que presenta el mayor requerimiento total de inyección de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 3.6 MVAR.

Por otra parte, en la tabla se observa que la falla en la línea Ventanas - Nogales C1 220 kV es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 0.4 MVAR.

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra San Antonio 110 kV, se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

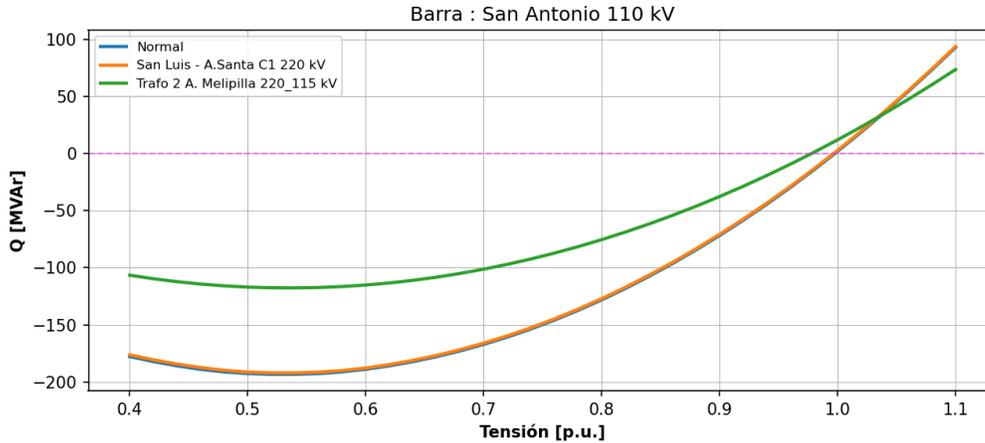


Figura 4.98. Curvas Q-V en S/E San Antonio 110kV, escenario E1.

Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.84. Descripción resultados Curva Q-V S/E San Antonio 110 kV, escenario E1.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Normal	1.00	0.94-1.08	0.52	-193
San Luis - A.Santa C1 220 kV	1.00	0.91-1.11	0.54	-192
Trafo 2 A. Melipilla 220_115 kV	0.98	0.91-1.11	0.54	-118

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra de San Antonio 110 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.4.5.3 Análisis de Resultados Escenario E3

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

a) Descripción del Escenario E3

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de control de tensión:

- Central Campiche
- Central nueva Ventanas

El detalle de despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

S/E Agua Santa

- 0 de 2 banco de CCEE 1x20 MVar

S/E Cerro Calera:

- 1 pasos de 1 bancos de CCEE 12x0.21 MVar
- 0 pasos de 1 bancos de CCEE 12x0.21 MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x6 MVar

S/E San Sebastián

- 0 pasos de 1 banco de CCEE 2x1.2MVar

S/E Reñaca

- 0 de 1 banco de CCEE 1x2.7MVar

b) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la zona V región, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

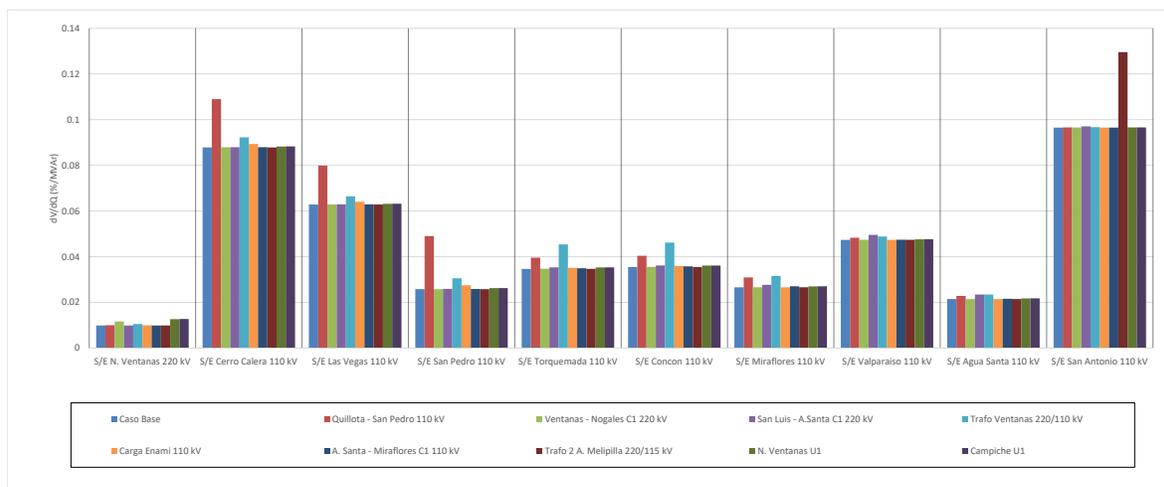


Figura 4.99. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea V región E3.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia la barra más débil corresponde a la de la S/E San Antonio 110 kV, donde el mayor requerimiento se produce para la salida del Trafo N°2 A. Melipilla 220/115 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 110 kV se presentan a continuación:

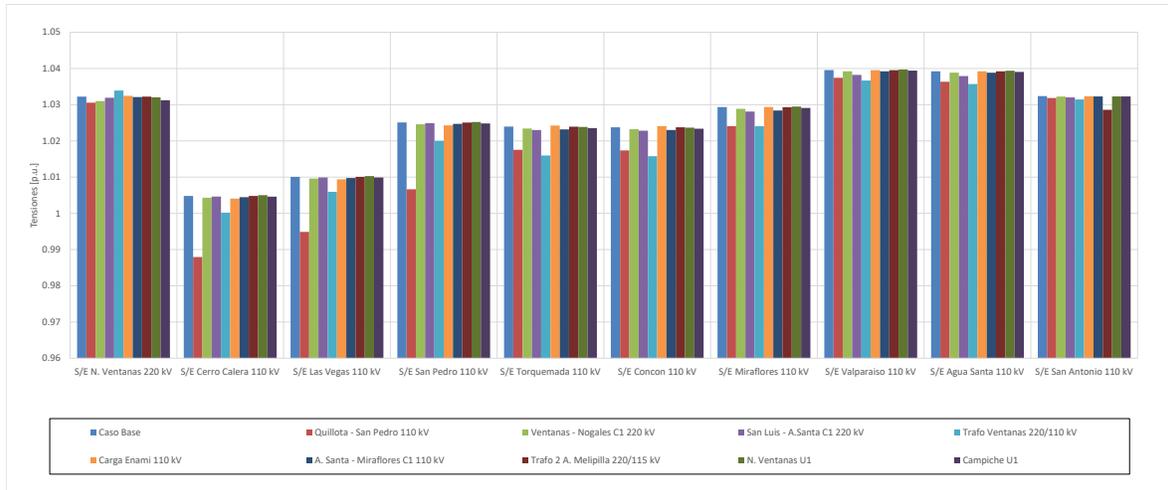


Figura 4.100. Tensión en barras de 110 kV subárea V región E3.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Además, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas, que en este caso corresponde a las Sub-áreas Zona 500 y 220 kV y Zona Región Metropolitana.

En la siguiente tabla, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Tabla 4.85. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea V región, escenario E3 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																				
Elemento	Falla		Quillota - San Pedro 110 kV		Ventanas - Nogales C1 220 kV		San Luis - A.Santa C1 220 kV		Trafo Ventanas 220/110 kV		Carga Enami 110 kV		A. Santa - Miraflores C1 110 kV		Trafo 2 A. Melipilla 220/115 kV		N. Ventanas U1		Campiche U1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
Campiche U1	3.7	50%	2.8	50%	0.7	50%	-3.8	50%	-0.5	50%	0.3	50%	0.0	50%	0.4	100%				
N. Ventanas U1	3.7	50%	2.8	50%	0.7	50%	-3.8	50%	-0.5	50%	0.3	50%	0.0	50%					2.2	100%
T_INTERNO	7.5	100%	5.6	100%	1.4	100%	-7.5	100%	-1.0	100%	0.6	100%	0.0	100%	0.4	100%			2.2	100%

Tabla 4.86. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E3.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas										
Falla Transferencia	Quillota - San Pedro 110 kV	Ventanas - Nogales C1 220 kV	San Luis - A.Santa C1 220 kV	Trafo Ventanas 220/110 kV	Carga Enami 110 kV	A. Santa - Miraflores C1 110 kV	Trafo 2 A. Melipilla 220/115 kV	N. Ventanas U1	Campiche U1	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	7.5	5.6	1.4	-7.5	-1.0	0.6	0.0	0.4	2.2	
CV-RM	5.0	0.2	0.0	1.0	0.3	0.1	0.0	-0.7	-0.1	
CV-C500_220	0.0	-3.7	-1.2	4.7	1.3	2.1	0.1	-29.9	-3.4	
TOTAL	12.4	2.1	0.2	-1.8	0.6	2.7	0.1	-30.1	-1.3	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión de la Subárea Quinta Región del ACT corresponde a la desconexión de la línea Quillota - San Pedro 110 kV, el que precisa de una reserva interna de 7.5 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por las centrales Nueva Ventanas y Campiche (50% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 12.4 MVAR.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del transformador de Ventanas 220/110 kV, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Quinta Región del ACT de 7.5 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por las centrales Nueva Ventanas y Campiche (50% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión de la unidad de Nueva Ventanas es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 30.1 MVAR.

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra San Antonio 110 kV, se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

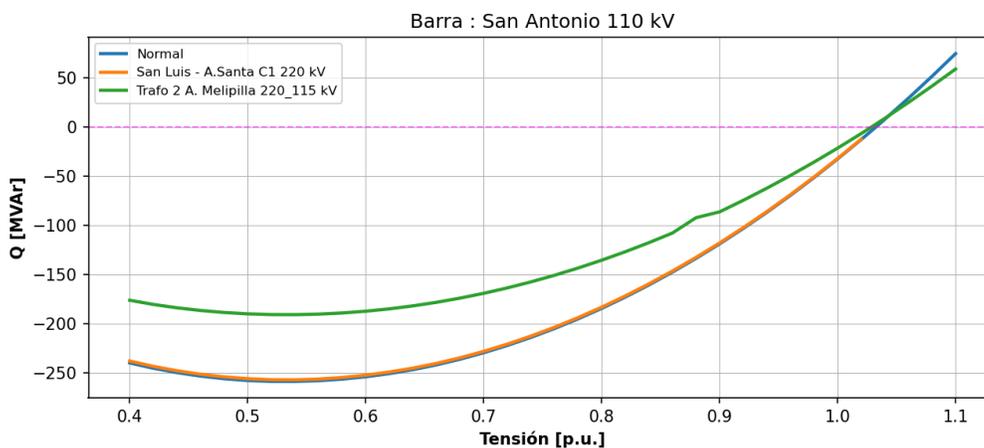


Figura 4.101. Curvas Q-V en S/E San Antonio 110kV, escenario E3.

}

Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.87. Descripción resultados Curva Q-V S/E San Antonio 110 kV, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Normal	1.03	0.94-1.08	0.54	-259
San Luis - A.Santa C1 220 kV	1.03	0.91-1.11	0.54	-257
Trafo 2 A. Melipilla 220_115 kV	1.03	0.91-1.11	0.54	-191

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra de San Antonio 110 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.4.5.4 Análisis de Resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal (escenario base E5 demanda mínima) y post contingencias.

a) Descripción del Escenario E5

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de control de tensión:

- Central nueva Ventanas

El detalle de despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

S/E Agua Santa

- 0 de 2 banco de CCEE 1x20 MVar

S/E Cerro Calera:

- 1 pasos de 1 bancos de CCEE 12x0.21 MVar
- 0 pasos de 1 bancos de CCEE 12x0.21 MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x6 MVar

S/E San Sebastián

- 0 pasos de 1 banco de CCEE 2x1.2MVar

S/E Reñaca

- 0 de 1 banco de CCEE 1x2.7MVar

b) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la zona V región, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

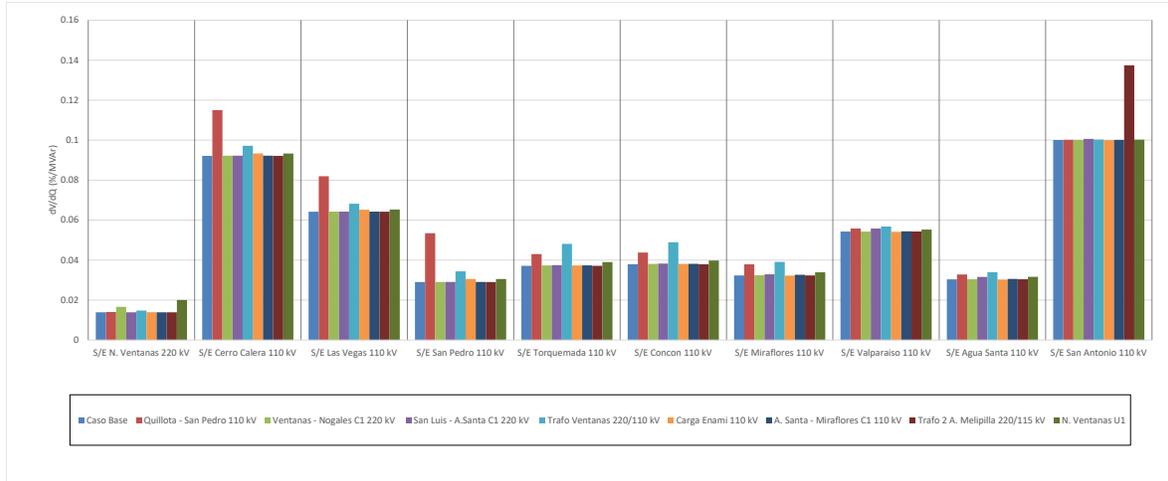


Figura 4.102. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea V región E5.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia la barra más débil corresponde a la de la S/E San Antonio 110 kV, donde el mayor requerimiento se produce para la salida del Trafo N°2 A. Melipilla 220/115 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 110 kV se presentan a continuación:

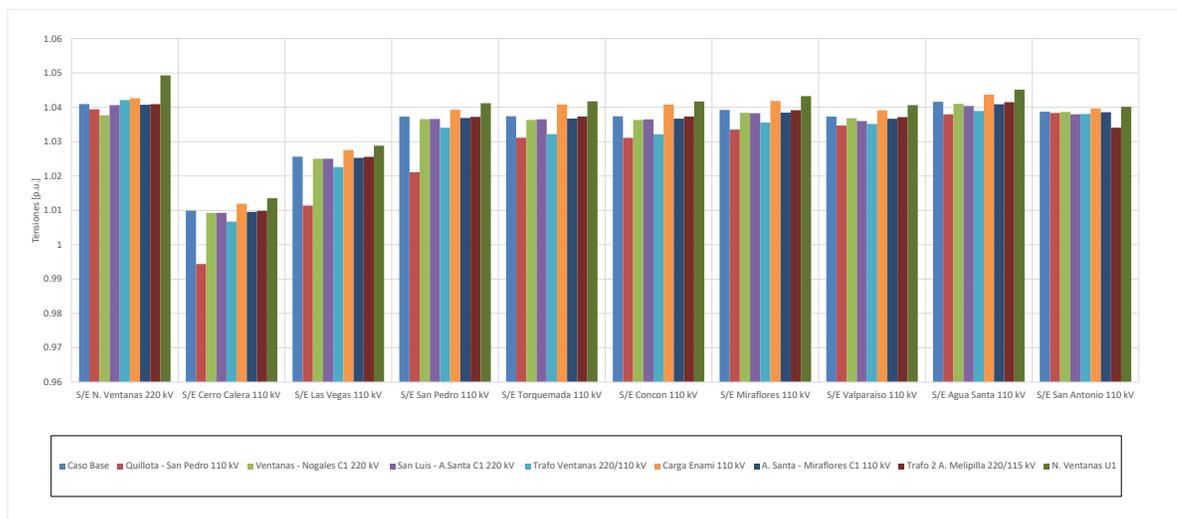


Figura 4.103. Tensión en barras ACT Centro subárea Quinta Región E5.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los

estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Además, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas, que en este caso corresponde a las Sub-áreas Zona 500 y 220 kV y Zona Región Metropolitana.

En la siguiente tabla, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Tabla 4.88. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea V región, escenario E5 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																
Elemento	Falla		Quillota - San Pedro 110 kV		Ventanas - Nogales C1 220 kV		San Luis - A.Santa C1 220 kV		Trafo Ventanas 220/110 kV		Carga Enami 110 kV		A. Santa - Miraflores C1 110 kV		Trafo 2 A. Melipilla 220/115 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
N. Ventanas U1	3.4	100%	7.2	100%	0.6	100%	-2.6	100%	-3.8	100%	0.4	100%	0.1	100%		
T_INTERNO	3.4	100%	7.2	100%	0.6	100%	-2.6	100%	-3.8	100%	0.4	100%	0.1	100%		

Tabla 4.89. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas									
Falla Transferecia	Quillota - San Pedro 110 kV	Ventanas - Nogales C1 220 kV	San Luis - A.Santa C1 220 kV	Trafo Ventanas 220/110 kV	Carga Enami 110 kV	A. Santa - Miraflores C1 110 kV	Trafo 2 A. Melipilla 220/115 kV	N. Ventanas U1	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	3.4	7.2	0.6	-2.6	-3.8	0.4	0.1	0.0	
CV-RM	3.6	0.3	0.2	0.2	0.0	0.1	0.0	-1.7	
CV-C500_220	-1.8	-7.7	-0.7	4.1	-6.5	2.1	0.1	-52.5	
TOTAL	5.2	-0.2	0.1	1.7	-10.3	2.7	0.2	-54.3	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión de la Subárea Quinta Región del ACT corresponde a la desconexión de la línea Ventanas - Nogales C1 220 kV el que precisa de una reserva interna de 7.2 MVar, de los cuales el 100% es aportada por la central Nueva Ventanas. Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión de la línea Quillota - San Pedro 110 kV, es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 5.2 MVar.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del consumo I. Enami 110 kV, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Quinta Región del ACT de 3.8 MVar, de los cuales el 100% es aportada por la central Nueva Ventanas. Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión de la central Nueva Ventanas, es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 54.3 MVar.

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra San Antonio 110 kV, se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

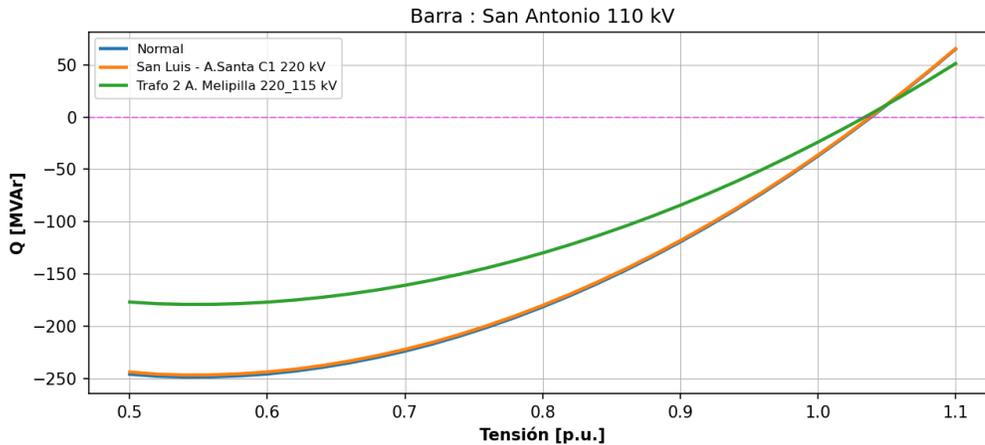


Figura 4.104. Curvas Q-V en S/E San Antonio 110 kV, escenario E5.

Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.90. Descripción resultados Curva Q-V S/E San Antonio 110 kV, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Normal	1.04	0.94-1.08	0.54	-249
San Luis - A.Santa C1 220 kV	1.04	0.91-1.11	0.54	-247
Trafo 2 A. Melipilla 220_115 kV	1.03	0.91-1.11	0.54	-179

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra de San Antonio 110 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.4.5.5 Verificación de Comportamiento dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, que corresponde al E3 tanto para inyección como para absorción de potencia reactiva, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para la contingencia, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.91. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro, subárea V Región.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \geq 5\%$?	$\angle \text{Dif. Ang.} \leq 120^\circ$?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.7$ p.u. ?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\angle f \geq 48.3$ Hz?
Quillota - San Pedro 110 kV	E5	San Pedro - Ventanas 110 kV C1	125	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Carga Enami 110 kV	E2	Quillota - San Pedro 110 kV	172	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más críticas de la ACT se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

4.4.5.6 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la tabla siguiente se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea V región del ACT Centro respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

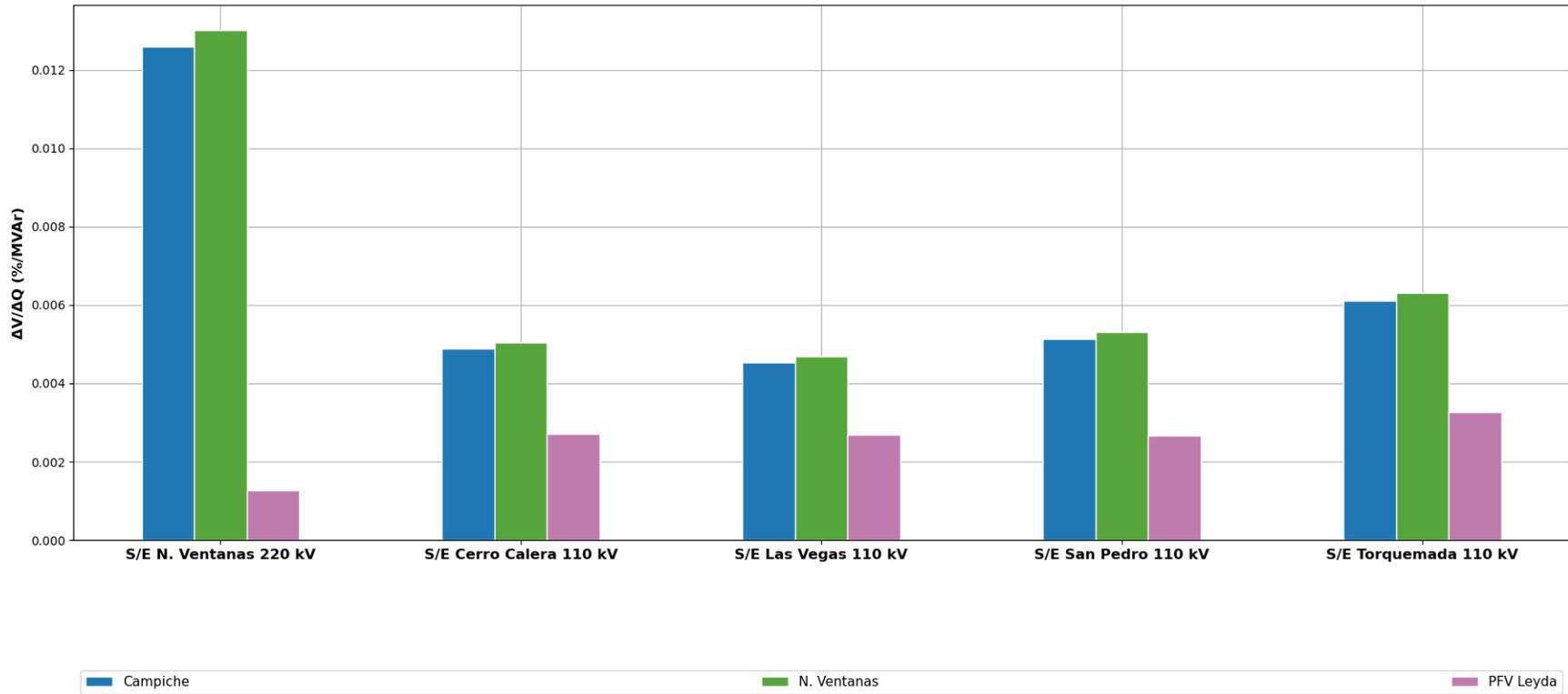
Tabla 4.92. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de V región del ACT Centro

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E3	E3
Demanda de la zona (MW)	529	529
Generación de la zona (MW)	517	517
Contingencia más crítica en la zona	Quillota - San Pedro 110 kV	Trafo Ventanas 220/110 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	7.5	-7.5
Distribución	Campiche U1: 50% N.Ventanas U1: 50%	Campiche U1: 50% N.Ventanas U1: 50%

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k} / dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub-ACT en condiciones de Operación Normal.

De las figuras se observa que, para el sistema de 110 kV en los escenarios más exigentes tanto de inyección como absorción de potencia reactiva, las centrales Campiche y Nueva Ventanas presentan la mayor efectividad para el CT de la zona.



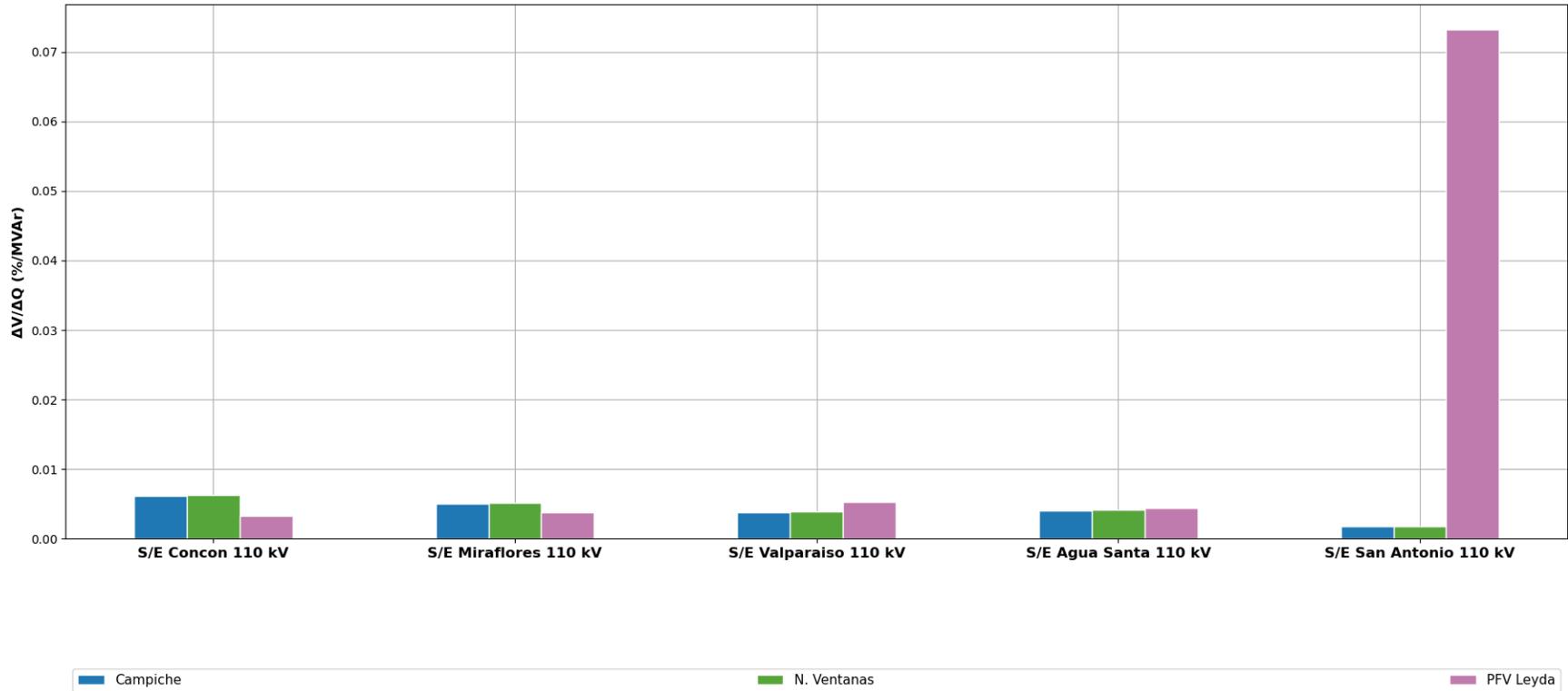


Figura 4.105. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub-ACT V Región – 110kV

4.5 Área de CT 4: Centro-Sur

Esta ACT está comprendida entre la S/E Alto Jahuel por el norte y las subestaciones Cautín y Temuco por el sur, sin incluir las barras de estas últimas dos subestaciones, las cuales corresponden al ACT adyacente (ACT Sur).

En esta ACT se distinguen tres (3) subáreas de CT: la subárea de 500/220 kV, que comprende todo el corredor de 500 kV y 220 kV entre las subestaciones indicadas, incluyendo el sistema de 154 kV entre las subestaciones Parral y Los Ángeles; la subárea de 154 kV, que abarca todo el sistema de 154 kV entre las subestaciones Alto Jahuel y Linares; y por último la subárea de Concepción, que contempla todo el sistema de la región del Biobío.

En consecuencia, el análisis de esta Área de CT se subdivide en tres (3) subáreas: la subárea de 500/220 kV, la subárea de 154 kV y la subárea de Concepción, las cuales se estudiaron de manera independiente.

4.5.1 Escenarios de Operación

Los escenarios de operación utilizados para analizar las subáreas del Área de CT Centro Sur, se resumen en las siguientes tablas:

Tabla 4.93. Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro-Sur (subárea 500/220 kV).

Escenario	Consumo SACT [MW]	Generación SACT [MW]	Generación ERV SACT [MW]
E1	772	2787	458
E3	889	1485	392
E5	661	1619	332

Tabla 4.94 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro-Sur (subárea 154 kV).

Escenario	Consumo SACT [MW]	Generación SACT [MW]
E4	1155	1943
E5	1047	498
E6	505	513

Tabla 4.95 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro-Sur (subárea Concepción).

Escenario	Consumo SACT [MW]	Generación SACT [MW]	Generación ERV SACT [MW]
E3	604	196	1,5888
E4	574	170,8126	0,7292
E5	367.87	173,2	0,2433

4.5.2 Contingencias Simuladas

Para cada una de las subáreas se definió un conjunto de contingencias a estudiar. A continuación, se listan las fallas analizadas para cada una de las subáreas:

Subárea 500/220 kV:

- Falla de un circuito de la línea 4x500 kV Alto Jahuel – Ancoa.
- Falla de un circuito de la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos.
- Falla de la línea 500 kV Ancoa – Charrúa.
- Desconexión de reactor de extremo Alto Jahuel de línea Alto Jahuel – Ancoa 500 kV C3.
- Desconexión de reactor de extremo Ancoa de línea Alto Jahuel – Ancoa 500 kV C3.
- Desconexión de reactor de extremo Charrúa de línea Ancoa – Charrúa 500 kV.
- Desconexión de transformador 500/220 kV S/E Alto Jahuel.
- Desconexión de transformador 500/220 kV S/E Ancoa.
- Desconexión de transformador 500/220 kV S/E Entre Ríos.
- Desconexión de transformador 500/220 kV S/E Charrúa.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Maipo – Candelaria.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Puente Negro – Colbún.
- Falla de circuito Ancoa – Itahue 220 kV C1.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Nueva Cauquenes – Dichato.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Mulchén – Río Malleco.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Río Malleco – Cautín.
- Falla de la línea Mulchén – Los Peumos 220 kV.
- Falla de la línea Los Peumos – Temuco 220 kV.
- Falla de un circuito de la línea de 2x220 kV Mulchén-Los Notros.
- Falla de un circuito de la línea de 2x220 kV Los Notros – Charrúa.
- Desconexión de Statcom Maipo.
- Desconexión de BC Alto Jahuel 220 kV 65 MVAR.
- Desconexión de una unidad de la central Pehuenche.
- Desconexión de una unidad de la central Colbún.
- Desconexión de Central Ñuble.
- Desconexión de una unidad de la central Ralco.
- Desconexión de una unidad de la central Pangue.
- Desconexión de una unidad de la central Antuco.
- Desconexión de consumo I. Minero-Cordillera 1 110 kV.
- Desconexión de consumo I. Pacífico_2.
- Desconexión de transformador 220/154 kV S/E Charrúa.
- Desconexión de BC Charrúa 154 kV 55 MVAR.

Subárea 154 kV:

- Desconexión de una Unidad de Central La Curillínque.
- Desconexión de una Unidad de Central La Confluencia.
- Desconexión de una Unidad de Central La Higuera.
- Desconexión de una Unidad de Central Isla.
- Falla un circuito de la línea 2x154 kV Alto Jahuel – Punta Cortés.
- Falla un circuito de la línea 2x154 kV Punta Cortés – Tinguiririca.
- Falla un circuito de la línea 2x154 kV Tinguiririca – Itahue.
- Falla de la línea 154 kV Tinguiririca – Convento Viejo.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Alto Jahuel.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Itahue.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Tinguiririca.
- Desconexión consumos S/E Curico 66 kV.

Subárea Concepción:

- Desconexión de una Unidad de Central Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower).
- Desconexión de la unidad de central Coronel.
- Desconexión de una Unidad de Central MAPA.
- Desconexión de una unidad de la central Arauco.
- Falla de la línea 220 kV Charrúa – Concepción.
- Falla de la línea 220 kV Charrúa – Hualpén
- Falla de la línea 220 kV Charrúa – Hualqui.
- Falla de la línea 220 kV Hualpén – Guindo.
- Falla de la línea 220 kV Guindo – Lagunillas.
- Falla de un circuito de la línea de 220 kV Lagunillas – MAPA.
- Falla de la línea 154 kV Charrúa – Concepción.
- Falla de la línea 154 kV Concepción – Alonso de Ribera.
- Falla de la línea de 154 kV San Vicente – Hualpén.
- Falla de la línea de 154 kV Petroquímicas – Hualpén.
- Falla de la línea 220 kV Dichato – Hualqui.
- Desconexión de uno de los transformadores 220/154 kV de la S/E Concepción.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Hualpén.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Lagunillas.

4.5.3 Subárea 500/220 kV

Para esta subárea se estudiaron en forma conjunta los distintos escenarios operacionales para el sistema de 500 kV (entre la S/E Alto Jahuel y la S/E Charrúa), el sistema de 220 kV (entre la S/E Alto Jahuel y las SS/EE Cautín y Temuco) y el sistema de 154 kV (entre la S/E Parral y la S/E Los Ángeles), sin embargo, las conclusiones y análisis son presentados de manera independiente.

La subárea 500/220 kV se caracteriza por presentar sus tramos de líneas de 500 kV con altos niveles de transferencias de sur a norte durante la noche, tener un bajo nivel de demanda y tener un polo de generación importante en la zona de Charrúa.

En esta subárea los principales recursos de control de tensión corresponden a las centrales hidroeléctricas de embalse de la zona de Charrúa, Colbún, Pehuenche y el Statcom de S/E Maipo.

Se analizan escenarios de demanda alta (E1 y E3) y de demanda baja (E5), con distintos niveles de generación en la subárea y distintas condiciones de transferencias por el sistema de transmisión de la subárea.

4.5.3.1 Análisis de Resultados Escenario E1

A continuación, se presenta la descripción del escenario E1 y los principales resultados de los análisis de la subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur.

a) Descripción del Escenario E1

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- 1x65 MVar Banco de CCEE en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- 1x50 MVar Banco de CCEE en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- 4 de 8 bancos de CCEE (2x4x33 MVar, 66 kV) Transformadores 500/220 kV S/E Alto Jahuel.
- Statcom de S/E Maipo.
- 1x55 MVar Banco de CCEE en la barra 154 kV de S/E Charrúa.

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de Anexos.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E1

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la subárea 500/220kV, esto para condiciones de operación normal y condiciones de operación post contingencias.

Sistema de 500 kV

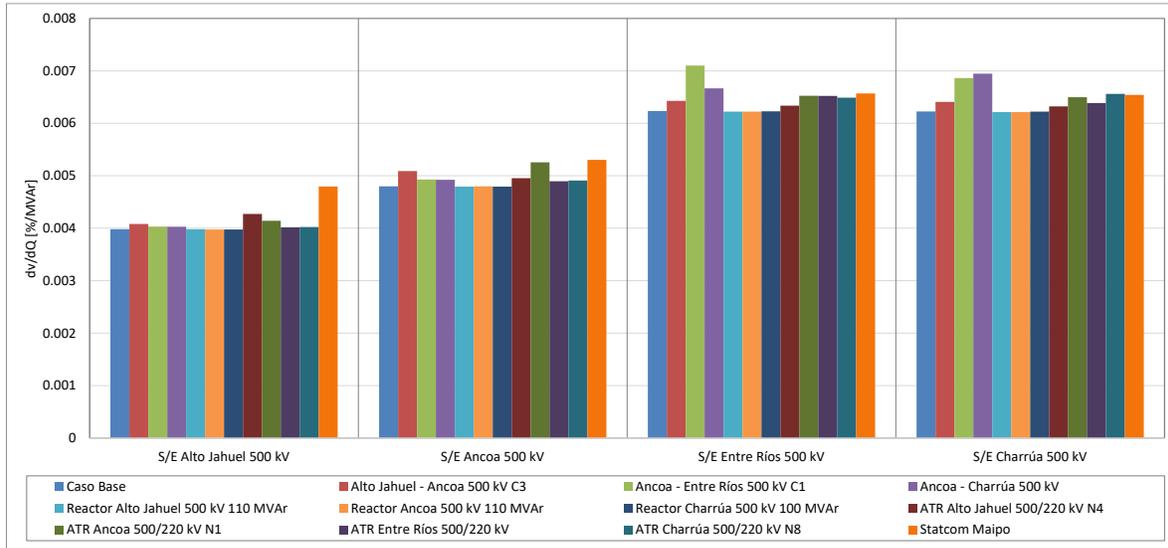


Figura 4.106. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 500 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E1.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV que presenta una mayor sensibilidad en la tensión ante variaciones de la potencia reactiva corresponde a la barra de S/E Entre Ríos. Donde la condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con un circuito de la línea Ancoa – Entre Ríos 2x500 kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 500 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

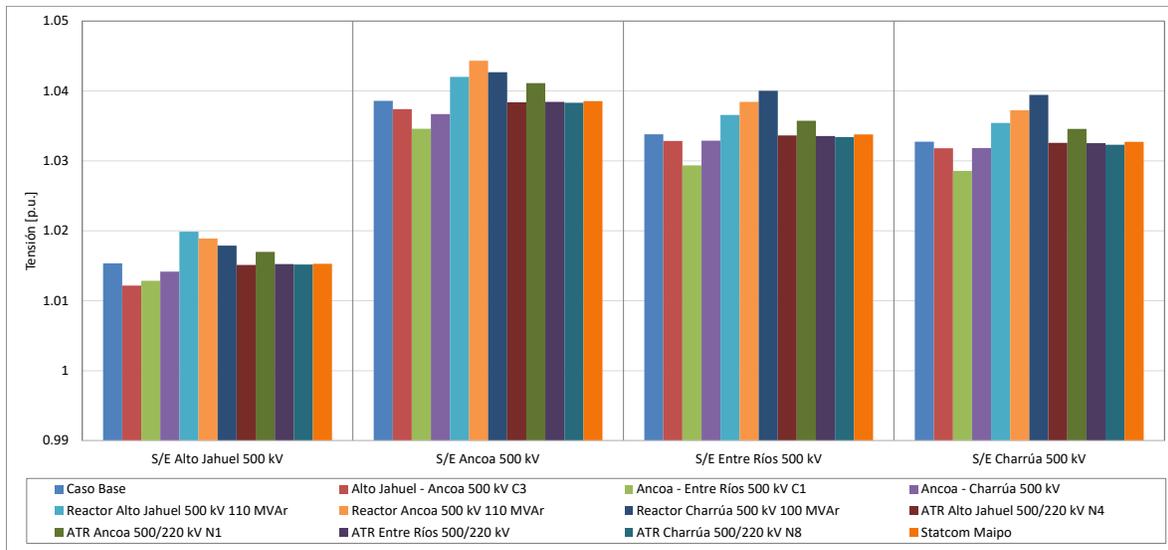


Figura 4.107. Tensión en barras 500 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E1.

Sistema de 220 kV

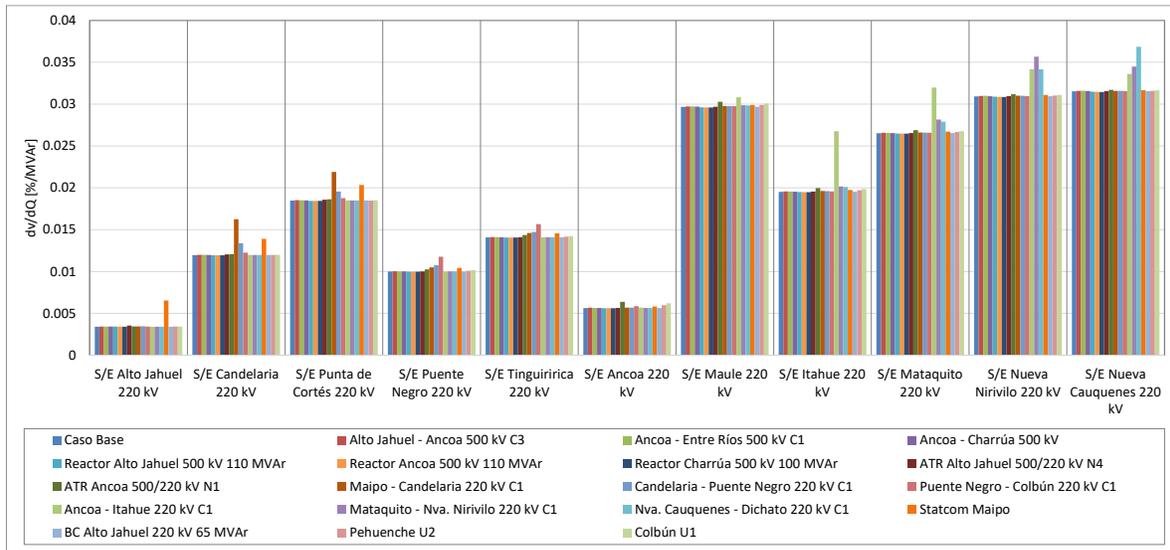


Figura 4.108. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E1.

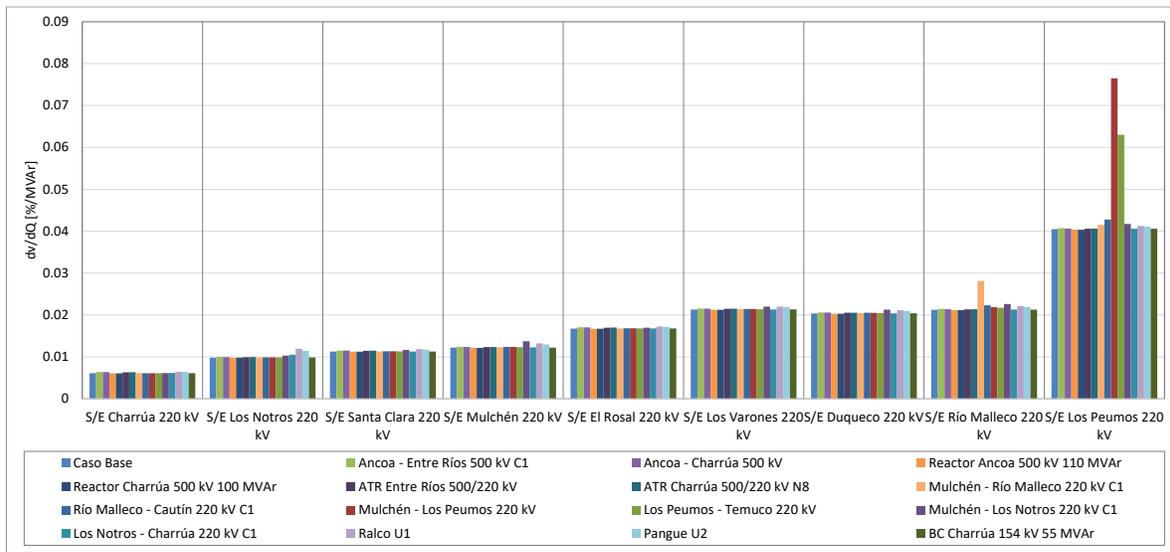


Figura 4.109. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E1 (continuación).

De los gráficos anteriores se observa que la barra de 220 kV que presenta una mayor sensibilidad en la tensión ante variaciones de la potencia reactiva corresponde a la barra de S/E Los Peumos. Donde la condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con la línea Mulchén – Los Peumos 220 kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 220 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

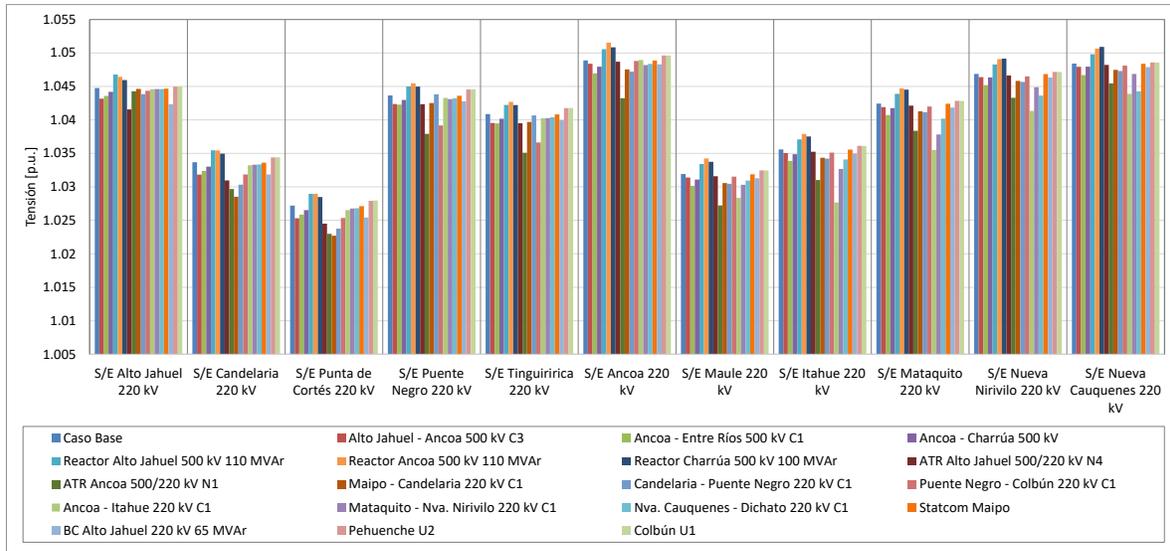


Figura 4.110. Tensión en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E1.

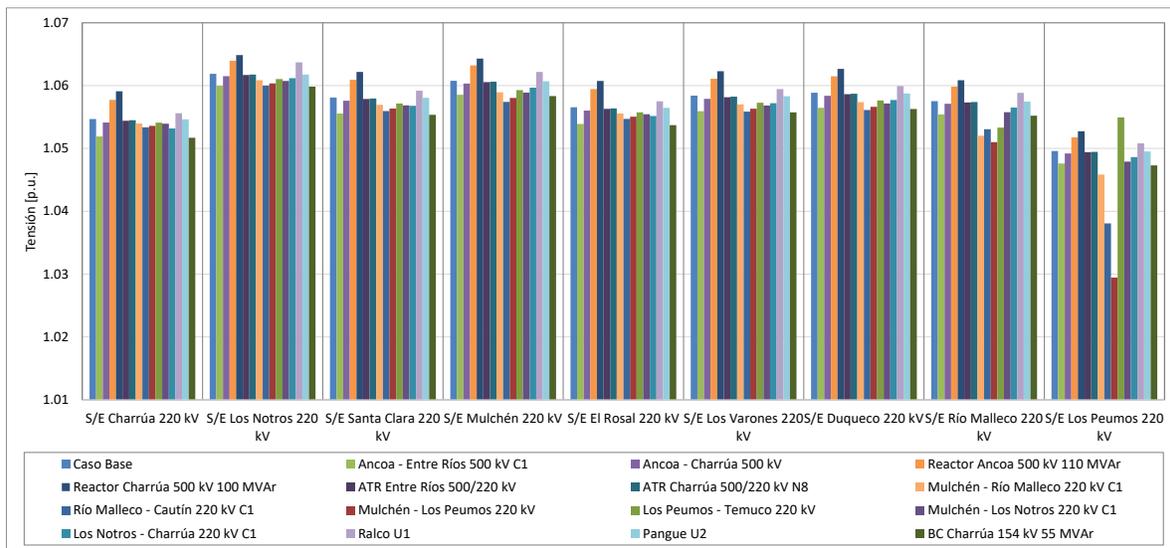


Figura 4.111. Tensión en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E1 (continuación).

Sistema de 154 kV

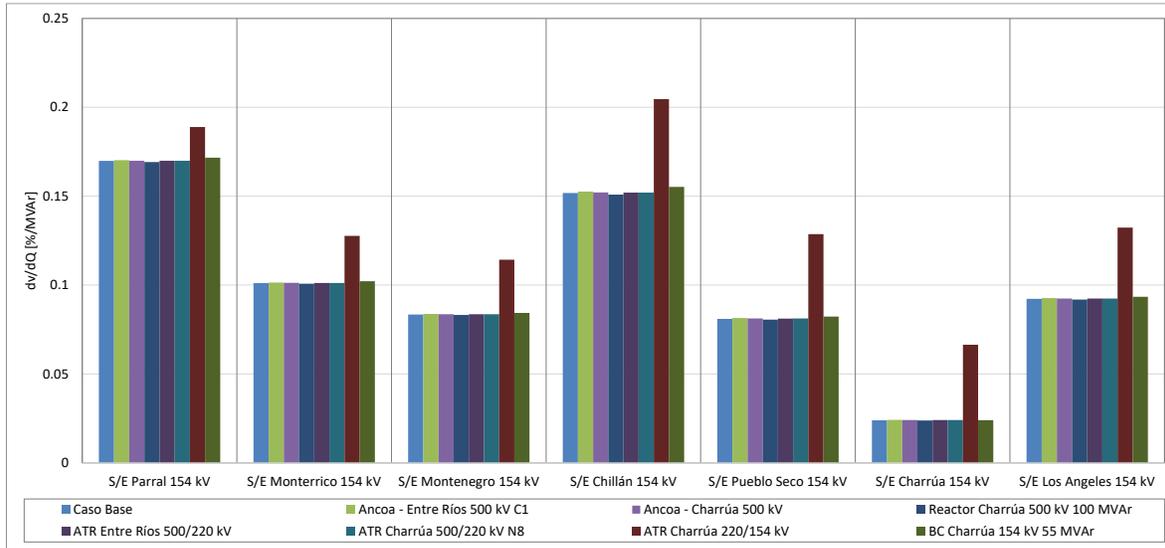


Figura 4.112. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 154 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E1.

Como se puede apreciar en la figura anterior, en condiciones normales la barra con mayor sensibilidad corresponde a la de S/E Parral 154 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde a la de S/E Chillán 154 kV para la falla del transformador Charrúa 220/154 kV.

Las tensiones del sistema 154 kV para las condiciones de pre y post contingencia en [p.u.] se presentan en el siguiente gráfico.

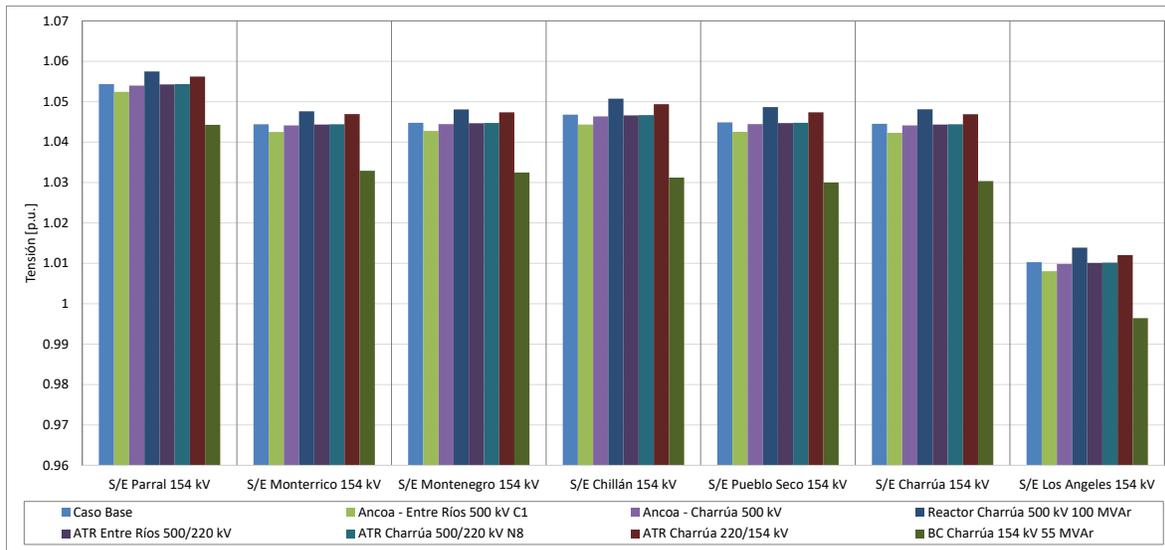


Figura 4.113. Tensión en barras 154 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E1.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E1.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó mediante la diferencia entre los montos generación de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con las mayores diferencias de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla siguiente se observa que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subárea analizada, la contingencia que genera el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva corresponde a la falla de uno de los transformadores Ancoa 500/220 kV, generando la necesidad de una reserva dinámica interna de 68.8 MVAR. Se observa que en este escenario la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales Colbún (28%), Pehuenche (22%), La Higuera (12%), La Confluencia (10%) y Los Cóndores (9%), y por el Statcom de S/E Maipo (11%).

Por otra parte, se aprecia que la contingencia más crítica relacionada con la absorción de reactivos corresponde a la desconexión del reactor del extremo Ancoa del circuito Alto Jahuel – Ancoa 500 kV C3, cuyo requerimiento es de -79.4 MVAR, los que son aportados mayoritariamente por el Statcom de S/E Maipo (29%) y las centrales Colbún (12%) y Pehuenche (10%).

Tabla 4.96. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, escenario E1 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas										
Falla Elemento	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1		Reactor Alto Jahuel 500 kV 110 MVar		Reactor Ancoa 500 kV 110 MVar		Reactor Charrúa 500 kV 100 MVar		ATR Ancoa 500/220 kV N1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP Cipresillos U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%
HP Cipresillos U2	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%
HE ANGOSTURA U3	1.0	2%	-0.7	1%	-1.1	1%	-1.6	2%	-0.3	0%
Antuco U1	1.5	2%	-1.0	2%	-1.6	2%	-2.3	3%	-0.4	-1%
HE ANTUCO U2	1.5	2%	-1.0	2%	-1.6	2%	-2.3	3%	-0.4	-1%
Colbún U1	3.4	5%	-2.9	5%	-4.6	6%	-3.3	4%	9.8	14%
HE COLBUN U2	3.4	5%	-2.8	4%	-4.5	6%	-3.3	4%	9.9	14%
HE EL TORO U1	1.1	2%	-0.8	1%	-1.3	2%	-1.8	2%	-0.3	0%
HE EL TORO U2	1.1	2%	-0.8	1%	-1.3	2%	-1.8	2%	-0.3	0%
HE EL TORO U3	1.1	2%	-0.8	1%	-1.3	2%	-1.8	2%	-0.3	0%
HE EL TORO U4	1.1	2%	-0.8	1%	-1.3	2%	-1.8	2%	-0.3	0%
HE MACHICURA U1	0.8	1%	-0.7	1%	-1.0	1%	-0.8	1%	2.2	3%
HE MACHICURA U2	0.8	1%	-0.6	1%	-1.0	1%	-0.8	1%	2.2	3%
Pangue U2	2.7	4%	-1.7	3%	-2.9	4%	-4.2	5%	-0.8	-1%
HE PEHUENCHE U1	2.7	4%	-2.3	4%	-3.6	5%	-2.7	3%	7.8	11%
Pehuenche U2	2.7	4%	-2.3	4%	-3.6	5%	-2.7	3%	7.8	11%
Ralco U1	3.6	6%	-2.3	4%	-3.9	5%	-5.6	7%	-1.0	-2%
HP ABANICO U1	0.5	1%	-0.4	1%	-0.6	1%	-0.8	1%	0.0	0%
HP CHIBURGO U1	0.2	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.2	0%	0.6	1%
HP DIGUA U1	0.4	1%	-0.3	1%	-0.6	1%	-0.4	1%	1.2	2%
HP EL PASO U1	0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	0.7	1%
HP EL PASO U2	0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	0.7	1%
HP EL PASO U3	0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	0.7	1%
HP LA CONFLUENCIA U1	0.7	1%	-0.7	1%	-1.0	1%	-0.7	1%	3.2	5%
HP LA CONFLUENCIA U2	0.7	1%	-0.7	1%	-1.0	1%	-0.7	1%	3.1	5%
HP LA HIGUERA U1	1.0	2%	-1.0	2%	-1.3	2%	-1.0	1%	4.1	6%
HP LA HIGUERA U2	1.0	2%	-1.0	2%	-1.3	2%	-1.0	1%	4.1	6%
HP LA MINA U1	0.2	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	0.5	1%
HP LOMA ALTA U1	0.5	1%	-0.4	1%	-0.7	1%	-0.5	1%	1.4	2%
HP LOS CONDORES U1	2.0	3%	-1.7	3%	-2.7	3%	-2.0	3%	5.9	9%
HP LOS HIERROS U1	0.3	0%	-0.2	0%	-0.4	0%	-0.3	0%	0.8	1%
HP MAMPIL U1	0.4	1%	-0.2	0%	-0.4	0%	-0.6	1%	-0.1	0%
HP PALMUCHO U1	0.2	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.1	0%
HP PEUCHEN U1	0.5	1%	-0.3	1%	-0.6	1%	-0.8	1%	-0.2	0%
HP QUILLECO U1	0.7	1%	-0.5	1%	-0.8	1%	-1.2	1%	-0.2	0%
HP QUILLECO U2	0.7	1%	-0.5	1%	-0.8	1%	-1.2	1%	-0.2	0%
HP RENAICO U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	0%
HP RIO PICOIQUEN (U1-U2)	0.3	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.4	1%	-0.1	0%
HP RUCUE U1	1.4	2%	-0.9	1%	-1.5	2%	-2.2	3%	-0.4	-1%
HP RUCUE U2	1.4	2%	-0.9	1%	-1.5	2%	-2.2	3%	-0.4	-1%
HP SAN ANDRES U1	0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	0.7	1%
HP SAN ANDRES U2	0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	0.7	1%
HP TRUPAN	0.4	1%	-0.3	0%	-0.4	1%	-0.6	1%	0.0	0%
TER CHOLGUAN U1	0.2	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.4	0%	0.0	0%
TER CMPC LAJA U2	0.3	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.5	1%	-0.1	0%
TER CMPC PACIFICO U1	0.4	1%	-0.3	0%	-0.5	1%	-0.7	1%	-0.1	0%
TER CMPC SANTA FE U1	0.3	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.4	1%	-0.1	0%
TER LAJA (U1-U2)	0.2	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.4	1%	0.0	0%
TER MASISA U1	0.5	1%	-0.4	1%	-0.6	1%	-0.9	1%	-0.1	0%
TER NUEVA ALDEA U1	0.3	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.4	1%	0.1	0%
TER SANTA FE U1	1.2	2%	-0.8	1%	-1.3	2%	-1.9	3%	-0.4	-1%
Statcom Maipo	16.6	26%	-28.3	45%	-23.2	29%	-16.7	22%	7.3	11%
T_INTERNO	62.8	100%	-63.5	100%	-79.4	100%	-77.3	100%	68.8	100%

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea para distintas contingencias analizadas.

Tabla 4.97. Requerimientos internos y aportes externos a Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, escenario E1 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas					
Falla Transferencia	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	Reactor Alto Jahuel 500 kV 110 MVar	Reactor Ancoa 500 kV 110 MVar	Reactor Charrúa 500 kV 100 MVar	ATR Ancoa 500/220 kV N1
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	62.8	-63.5	-79.4	-77.3	68.8
CSur-Sur	1.9	-1.2	-2.1	-3.0	-0.5
CSur-Conce	3.6	-2.6	-4.3	-5.8	0.5
CSur-154	1.1	-1.5	-2.0	-1.7	-4.3
CSur-Centro	29.3	-53.0	-42.0	-30.0	-10.6
TOTAL	98.7	-121.8	-129.7	-117.7	53.9

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E1.

Para las barras más sensibles pre y post contingencia, se determinaron la curva Q-V, de manera de verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Sistema de 500 kV

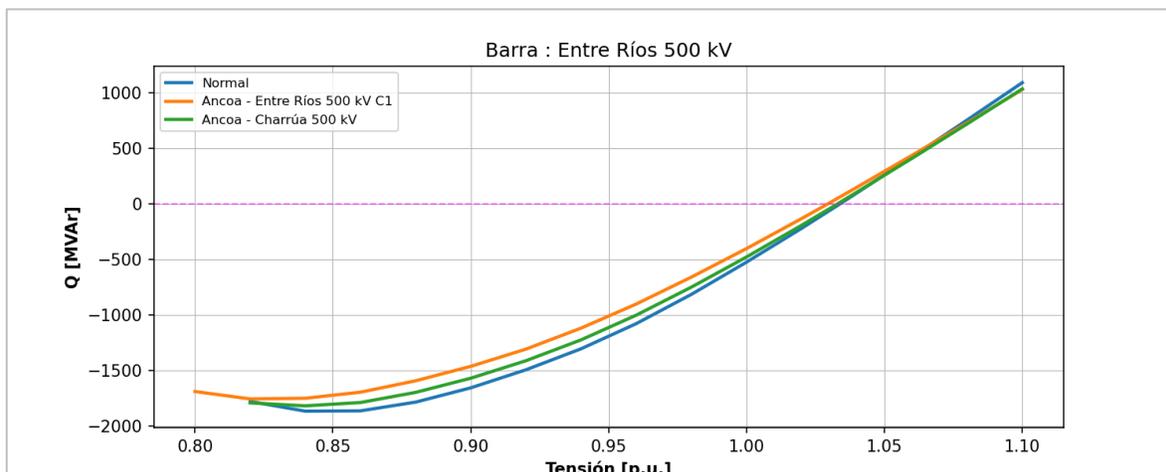


Figura 4.114. Curva QV en S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E1.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.98. Descripción resultados Curva Q-V S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E1.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.034	0.989 - 1.051	0.84	1867
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	1.029	0.969 - 1.071	0.82	1757
Ancoa - Charrúa 500 kV	1.033	0.969 - 1.071	0.84	1820

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Entre Ríos 500 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se puede observar que existe suficiente margen de reactivos antes de que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

Sistema de 220 kV

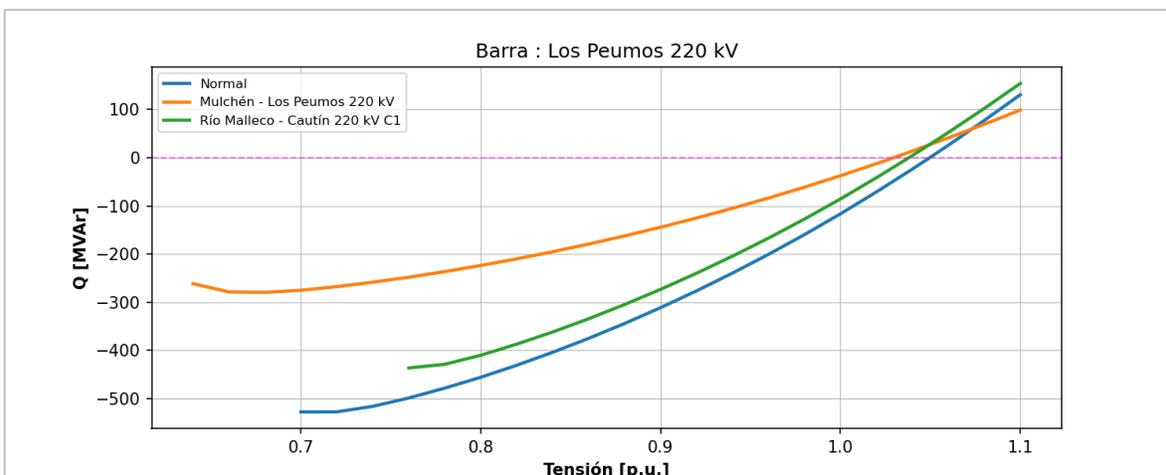


Figura 4.115. Curva QV en S/E Los Peumos 220 kV en escenario E1.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.99. Descripción resultados Curva Q-V S/E Los Peumos 220 kV en escenario E1.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.050	0.993 - 1.098	0.70	527
Mulchén - Los Peumos 220 kV	1.029	0.972 - 1.119	0.68	279
Río Malleco - Cautín 220 kV C1	1.038	0.972 - 1.119	0.76	436

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Los Peumos 220 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de colapso de tensión.

Sistema de 154 kV

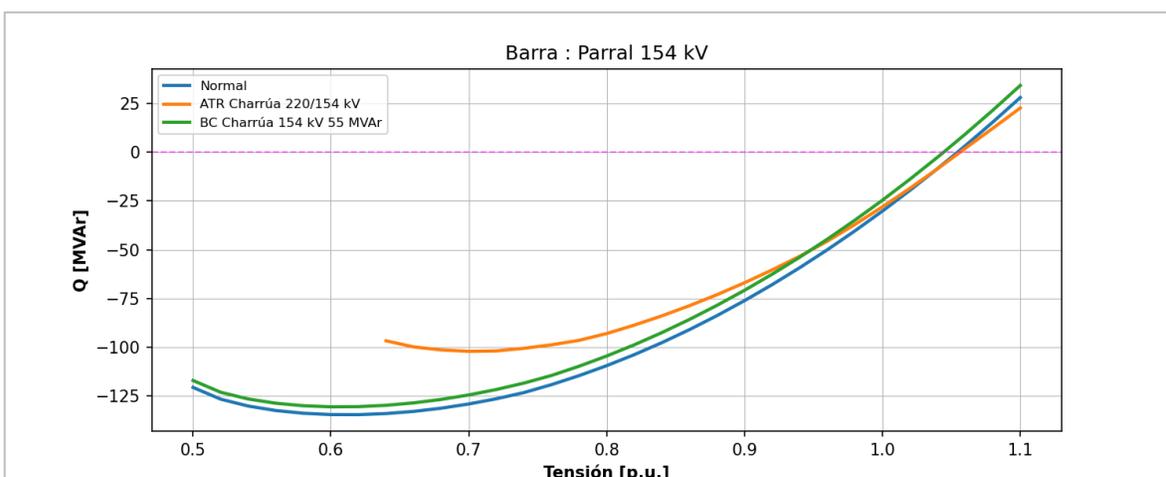


Figura 4.116. Curva QV en S/E Parral 154 kV en escenario E1.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.100. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parral 154 kV en escenario E1.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.054	0.942 - 1.084	0.62	135
ATR Charrúa 220/154 kV	1.056	0.912 - 1.114	0.70	102
BC Charrúa 154 kV 55 MVar	1.044	0.912 - 1.114	0.60	131

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Parral 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de colapso de tensión.

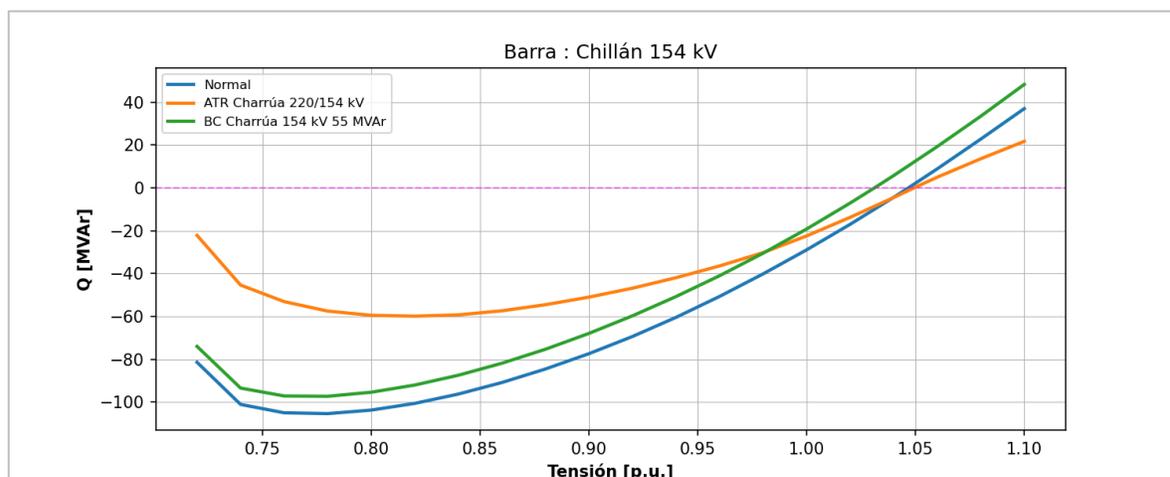


Figura 4.117. Curva QV en S/E Chillán 154 kV en escenario E1.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.101. Descripción resultados Curva Q-V S/E Chillán 154 kV en escenario E1.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.047	0.942 - 1.084	0.78	105
ATR Charrúa 220/154 kV	1.049	0.912 - 1.114	0.82	60
BC Charrúa 154 kV 55 MVar	1.031	0.912 - 1.114	0.78	97

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Chillán 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de colapso de tensión.

4.5.3.2 Análisis de Resultados Escenario E3.

A continuación, se presenta la descripción del escenario E3 y los principales resultados de los análisis de la subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur.

a) Descripción del Escenario E3

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- Statcom de S/E Maipo.

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la subárea, resultantes en operación normal se encuentran detallados en la sección de anexos.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E3

Los siguientes gráficos muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para las distintas barras de la subárea 500/220kV, esto para condiciones de operación normal y condiciones de operación post contingencia.

Sistema de 500 kV

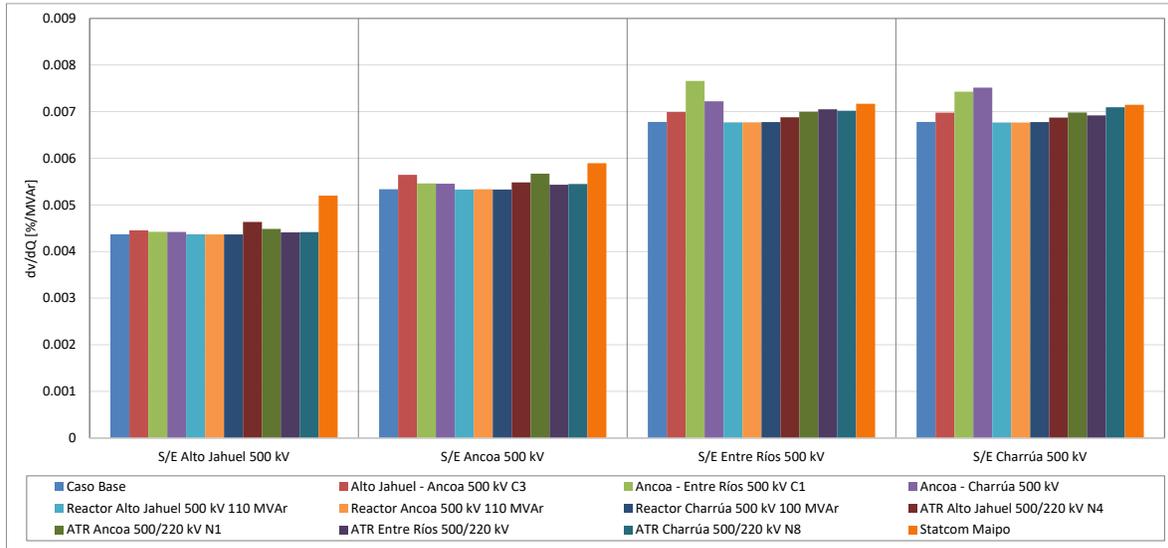


Figura 4.118. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 500 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E3.

Del gráfico anterior se aprecia que la barra de 500 kV que presenta una mayor variación en la tensión ante las variaciones de la potencia reactiva corresponde a la barra de la S/E Entre Ríos. La condición de operación que genera esta mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con un circuito de la línea Ancoa – Entre Ríos 2x500kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 500 kV para las condiciones de pre y post contingencia en [p.u.] se presentan en el siguiente gráfico.

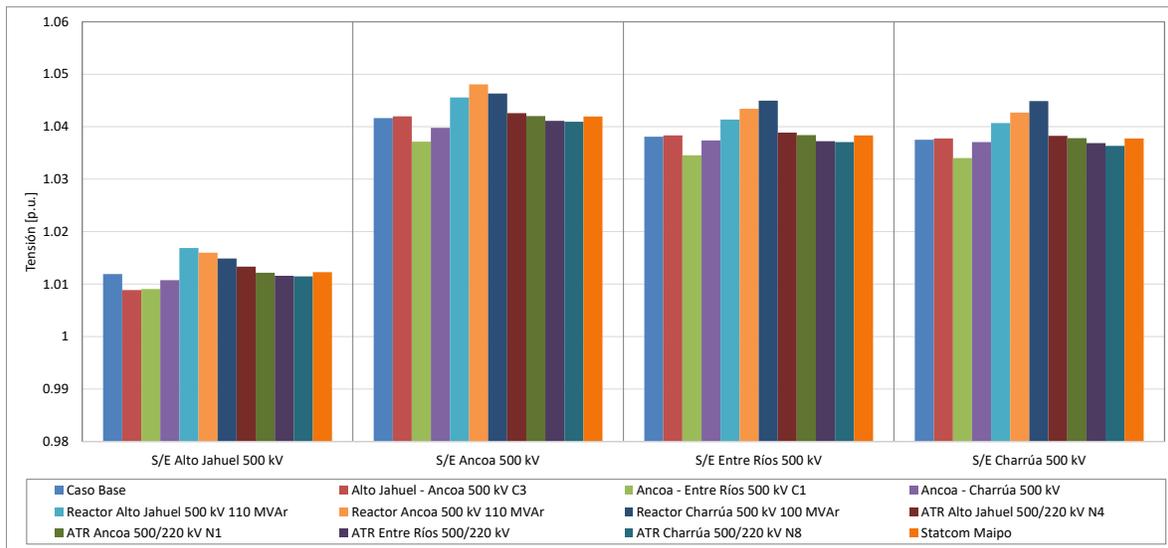


Figura 4.119. Tensión en barras 500 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E3.

Sistema de 220 kV

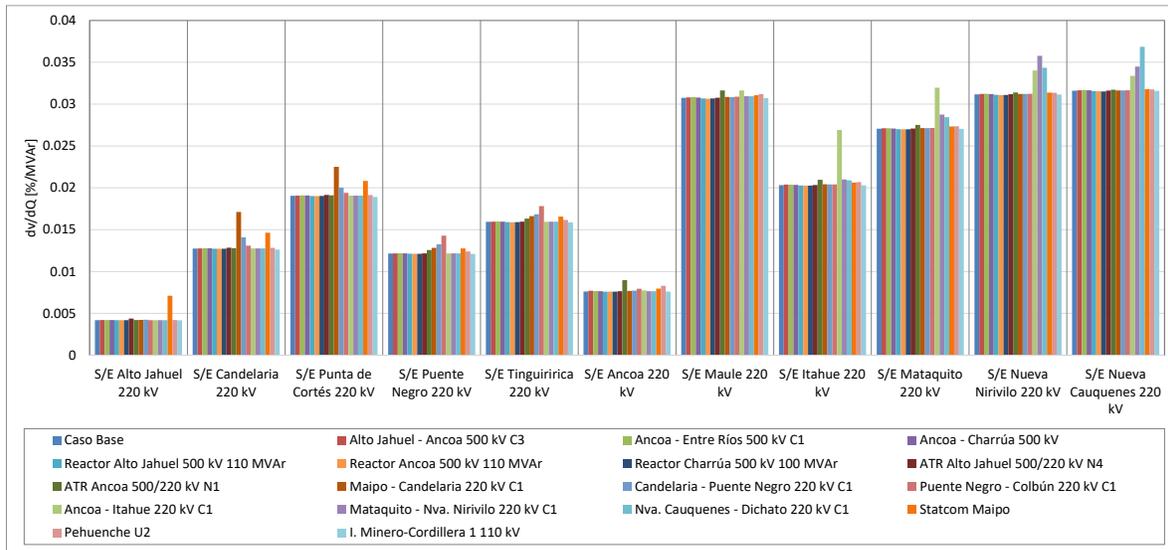


Figura 4.120. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E3.

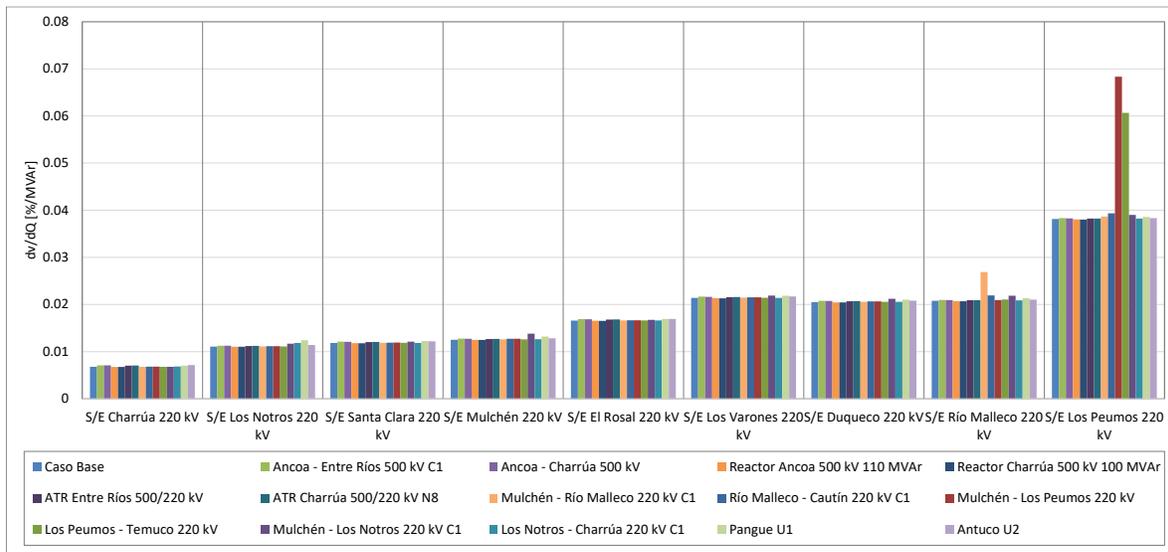


Figura 4.121. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E3 (continuación).

Se deduce de los gráficos anteriores que la barra de 220 kV que presenta una mayor sensibilidad en la tensión ante las variaciones de la potencia reactiva corresponde a la barra de la S/E Los Peumos. La condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ corresponde a la operación con la línea Mulchén – Los Peumos 220 kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 220 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

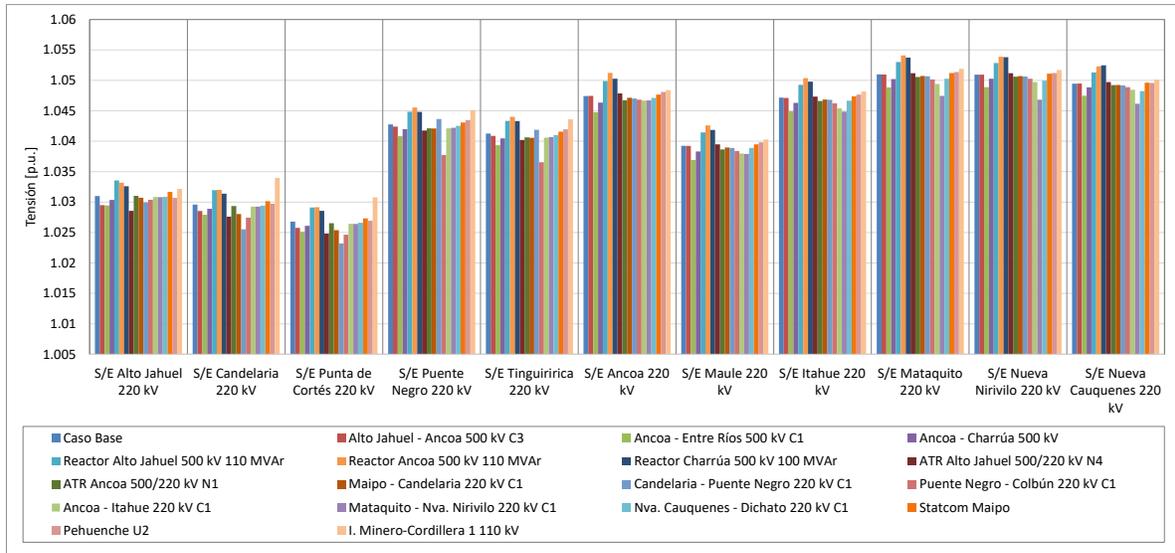


Figura 4.122. Tensión en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E3.

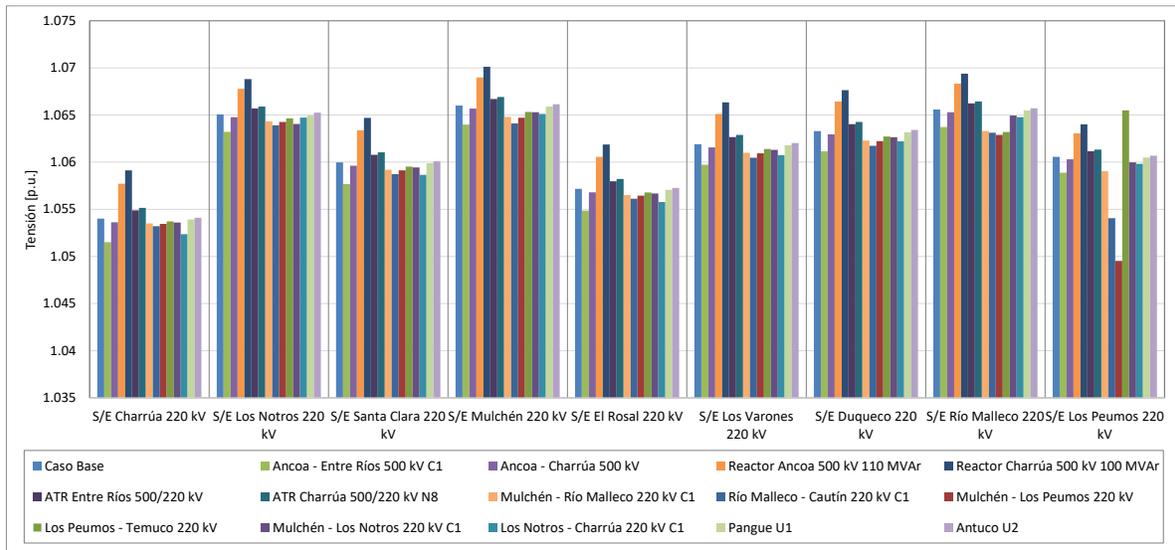


Figura 4.123. Tensión en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E3 (continuación).

Sistema de 154 kV

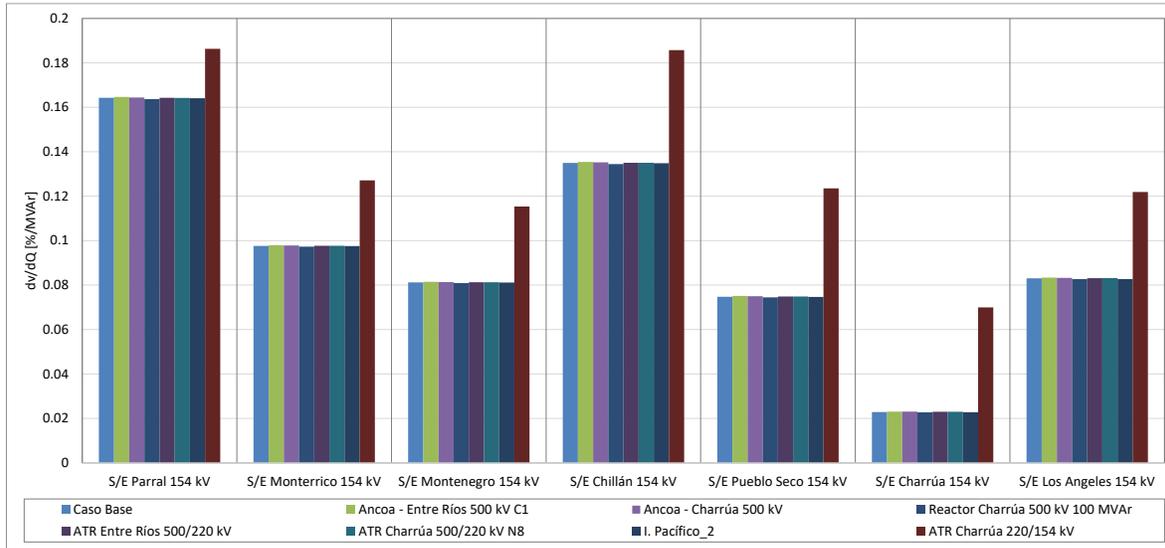


Figura 4.124. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 154 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E3.

En el gráfico anterior se aprecia que la barra de 154 kV que presenta una mayor sensibilidad en la tensión ante las variaciones de la potencia reactiva corresponde a la barra de la S/E Parral. La condición de operación que genera esta mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con el transformador Charrúa 220/154 kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 154 kV para las condiciones de pre y post contingencia en [p.u.] se presentan en el siguiente gráfico.

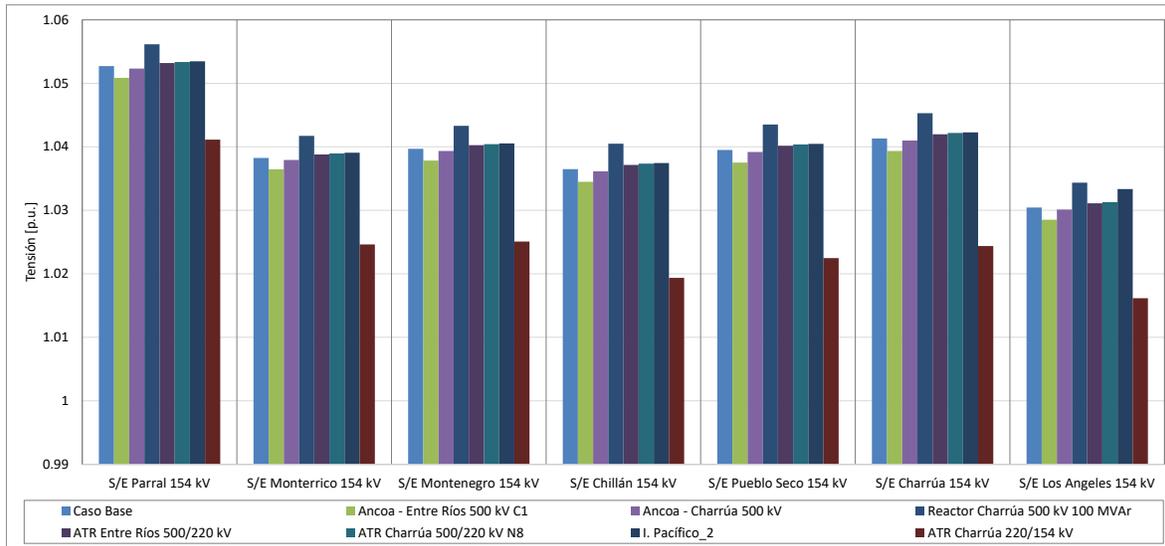


Figura 4.125. Tensión en barras 154 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E3.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E3.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó mediante la diferencia entre los montos generación de potencia reactiva de los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea. Junto con lo anterior, se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con las mayores diferencias de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en las que se requiere disponer de recursos para la inyección de reactivos, mientras que en color rojo aquellas contingencias que requieren de absorción de reactivos por parte de los elementos de control de tensión del ACT.

En la tabla siguiente se observa que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subárea analizada, la contingencia más crítica corresponde a la falla de uno de los circuitos de la línea Ancoa – Entre Ríos 2x500 kV, donde se requiere de una reserva dinámica de inyección de reactivos de 46.5 MVAR, en la que la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por el Statcom de S/E Maipo (33%) y las centrales Pehuenche (16%) y Pangue (10%).

Por otra parte, se aprecia que la contingencia más crítica relacionada con la absorción de reactivos corresponde a la desconexión del reactor del extremo Ancoa del circuito Alto Jahuel – Ancoa 500 kV C3, cuyo requerimiento es de -67.3 MVAR, los que son aportados mayoritariamente por el Statcom de S/E Maipo (32%) y las centrales Pehuenche (16%) y Pangue (10%).

Tabla 4.102. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, escenario E3 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Elemento	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1		Reactor Alto Jahuel 500 kV 110 MVar		Reactor Ancoa 500 kV 110 MVar		Reactor Charrúa 500 kV 100 MVar	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP Cipresillos U1	0.0	0%	-0.1	0%	-0.1	0%	0.0	0%
HP Cipresillos U2	0.0	0%	-0.1	0%	-0.1	0%	0.0	0%
HE ANGOSTURA U3	1.0	2%	-0.9	2%	-1.4	2%	-2.0	3%
Antuco U2	2.0	4%	-1.8	3%	-3.0	4%	-4.1	6%
HE MACHICURA U1	1.0	2%	-1.0	2%	-1.5	2%	-1.1	2%
HE MACHICURA U2	1.0	2%	-1.0	2%	-1.5	2%	-1.1	2%
Pangue U1	2.1	5%	-2.0	4%	-3.2	5%	-4.4	7%
HE PANGUE U2	2.2	5%	-2.0	4%	-3.2	5%	-4.4	7%
HE PEHUENCHE U1	3.7	8%	-3.4	6%	-5.2	8%	-3.9	6%
Pehuenche U2	3.7	8%	-3.4	6%	-5.2	8%	-3.9	6%
HP ABANICO U1	0.5	1%	-0.4	1%	-0.7	1%	-0.9	1%
HP CHIBURGO U1	0.3	1%	-0.2	0%	-0.4	1%	-0.3	0%
HP DIGUA U1	0.6	1%	-0.5	1%	-0.8	1%	-0.6	1%
HP EL PASO U1	0.3	1%	-0.3	1%	-0.4	1%	-0.3	0%
HP LA CONFLUENCIA U1	1.2	3%	-1.3	2%	-1.8	3%	-1.3	2%
HP LA HIGUERA U1	1.6	3%	-1.7	3%	-2.2	3%	-1.7	3%
HP LAJA I U1	0.4	1%	-0.3	1%	-0.5	1%	-0.7	1%
HP LAJA I U2	0.3	1%	-0.3	1%	-0.5	1%	-0.7	1%
HP LOMA ALTA U1	0.7	1%	-0.6	1%	-1.0	1%	-0.7	1%
HP LOS HIERROS U1	0.4	1%	-0.3	1%	-0.5	1%	-0.4	1%
HP MAMPIL U1	0.3	1%	-0.3	1%	-0.5	1%	-0.7	1%
HP PALMUCHO U1	0.2	1%	-0.2	0%	-0.4	1%	-0.5	1%
HP PEUCHEN U1	0.5	1%	-0.4	1%	-0.7	1%	-1.0	2%
HP QUILLECO U1	0.7	1%	-0.6	1%	-1.0	2%	-1.4	2%
HP RENAICO U1	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	-0.1	0%
HP RIO PICOIQUEN (U1-U2)	0.2	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.4	1%
HP RUCUE U1	1.3	3%	-1.2	2%	-1.9	3%	-2.6	4%
HP RUCUE U2	1.3	3%	-1.2	2%	-1.9	3%	-2.7	4%
HP SAN ANDRES U1	0.3	1%	-0.3	1%	-0.4	1%	-0.3	1%
HP TRUPAN	0.3	1%	-0.3	1%	-0.5	1%	-0.7	1%
TER CHOLGUAN U1	0.2	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.4	1%
TER CMPC LAJA U2	0.3	1%	-0.2	0%	-0.4	1%	-0.5	1%
TER CMPC PACIFICO U1	0.4	1%	-0.4	1%	-0.6	1%	-0.8	1%
TER CMPC SANTA FE U1	0.3	1%	-0.2	0%	-0.4	1%	-0.5	1%
TER LAJA (U1-U2)	0.2	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.4	1%
TER MASISA U1	0.5	1%	-0.4	1%	-0.7	1%	-0.9	1%
TER NUEVA ALDEA U1	0.1	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.3	0%
TER NUEVA ALDEA U2	0.1	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.2	0%
TER SANTA FE U1	1.1	2%	-1.0	2%	-1.7	2%	-2.3	4%
Statcom Maipo	15.2	33%	-25.3	46%	-21.7	32%	-15.9	24%
T_INTERNO	46.5	100%	-54.6	100%	-67.3	100%	-65.4	100%

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea para distintas contingencias analizadas.

Tabla 4.103. Requerimientos internos y aportes externos a Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, escenario E3 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
Falla Transferencia	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	Reactor Alto Jahuel 500 kV 110 MVar	Reactor Ancoa 500 kV 110 MVar	Reactor Charrúa 500 kV 100 MVar
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	46.5	-54.6	-67.3	-65.4
CSur-Sur	2.2	-2.0	-3.2	-4.5
CSur-Conce	4.4	-3.9	-6.3	-8.2
CSur-154	2.6	-2.7	-3.7	-3.0
CSur-Centro	33.2	-57.6	-47.6	-34.8
TOTAL	88.9	-120.7	-128.1	-115.8

d) Determinación de curvas Q-V en las Barras más Débil del Escenario E3

Para las barras más sensibles pre y post contingencia, se determinaron la curva Q-V, de manera de verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Sistema de 500 kV

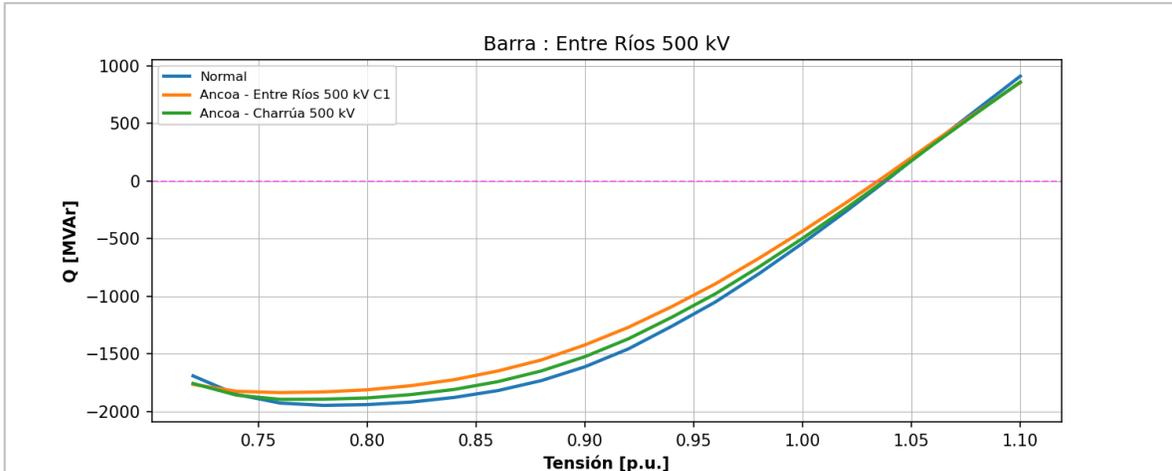


Figura 4.126. Curva QV en S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E3.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.104. Descripción resultados Curva Q-V S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E3

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.038	0.989 - 1.051	0.78	1949
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	1.035	0.969 - 1.071	0.76	1838
Ancoa - Charrúa 500 kV	1.037	0.969 - 1.071	0.76	1897

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Entre Ríos 500 kV, tanto en estado normal como en estado de alerta, permanece dentro de los límites aceptables. Además, se puede observar que se cuenta con suficiente margen de reactivos para que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

Sistema de 220 kV

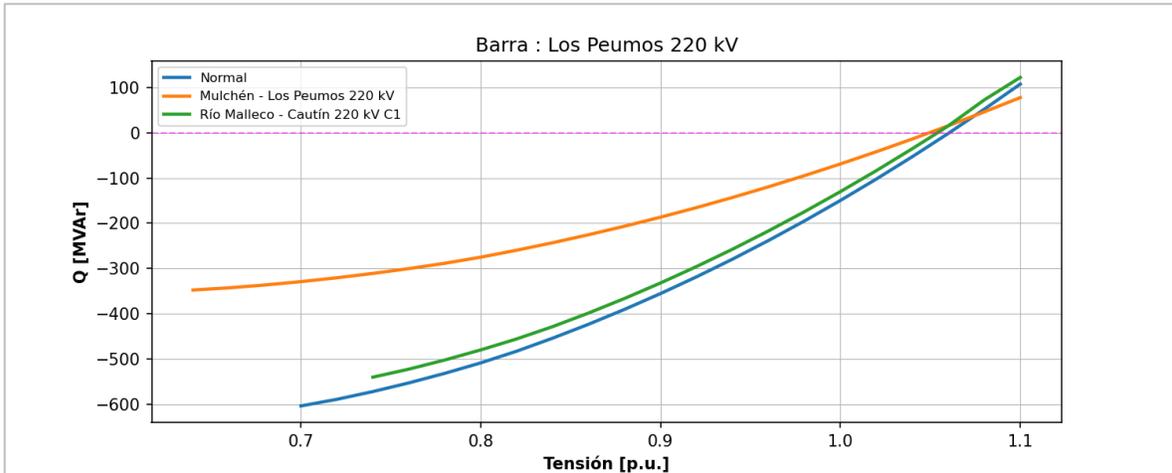


Figura 4.127. Curva QV en S/E Los Peumos 220 kV en escenario E3.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.105. Descripción resultados Curva Q-V S/E Los Peumos 220 kV en escenario E3

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.061	0.993 - 1.098	≤ 0.7	≥ 603
Mulchén - Los Peumos 220 kV	1.050	0.972 - 1.119	≤ 0.64	≥ 347
Río Malleco - Cautín 220 kV C1	1.054	0.972 - 1.119	≤ 0.74	≥ 540

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Los Peumos 220 kV, tanto en estado normal como en estado de alerta, permanece dentro de los límites aceptables. Además, se observa que se cuenta con suficiente margen de reactivos antes de que se produzcan problemas de colapso de tensión.

Sistema de 154 kV

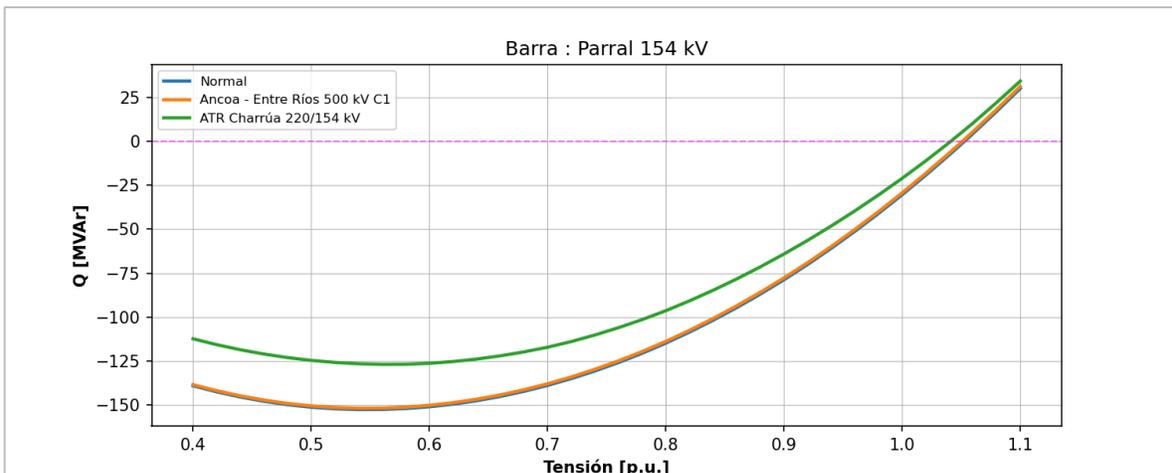


Figura 4.128. Curva QV en S/E Parral 154 kV en escenario E3.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.106. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parral 154 kV en escenario E3

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.053	0.942 - 1.084	0.54	153
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	1.051	0.912 - 1.114	0.54	152
ATR Charrúa 220/154 kV	1.041	0.912 - 1.114	0.56	127

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Parral 154 kV, tanto en estado normal como en estado de alerta, permanece dentro de los límites aceptables. Además, se observa que se cuenta con suficiente margen de reactivos antes de que se produzcan problemas de colapso de tensión.

4.5.3.3 Análisis de Resultados Escenario E5

A continuación, se presenta la descripción del escenario E5 y los principales resultados de los análisis de la subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur.

a) Descripción del Escenario E5

En este escenario considera el aporte base de los siguientes elementos de inyección o absorción de reactivos:

- 1x91 MVAR Reactor en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- Statcom de S/E Maipo.
- 1x91 MVAR Reactor en la barra 220 kV de S/E Ancoa.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E5

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para las distintas barras de la subárea 500/220kV, esto para condiciones de operación normal y condiciones de operación post contingencias.

Sistema de 500 kV

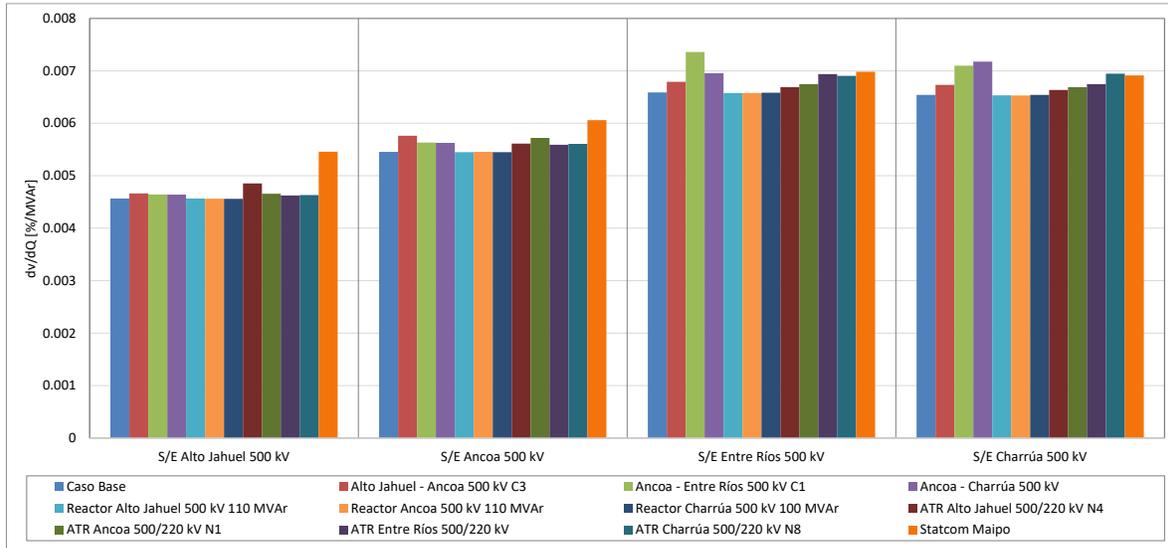


Figura 4.129. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 500 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E5.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV que presenta una mayor sensibilidad en la tensión ante variaciones de la potencia reactiva corresponde a la barra de S/E Entre Ríos. Donde la condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con uno de los circuitos de la línea Ancoa – Entre Ríos 2x500 kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 500 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

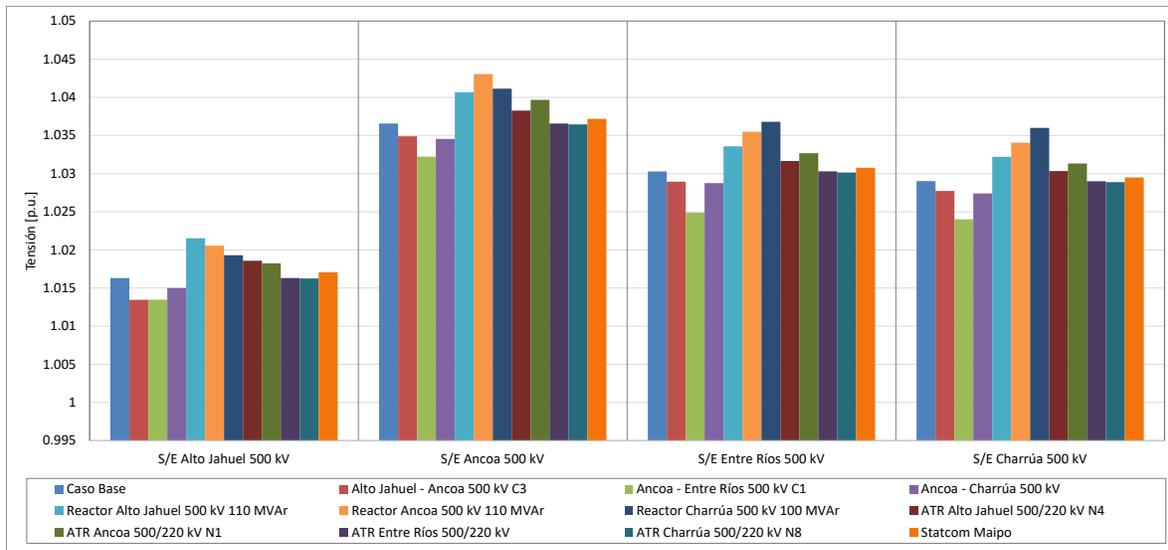


Figura 4.130. Tensión en barras 500 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E5.

Sistema de 220 kV

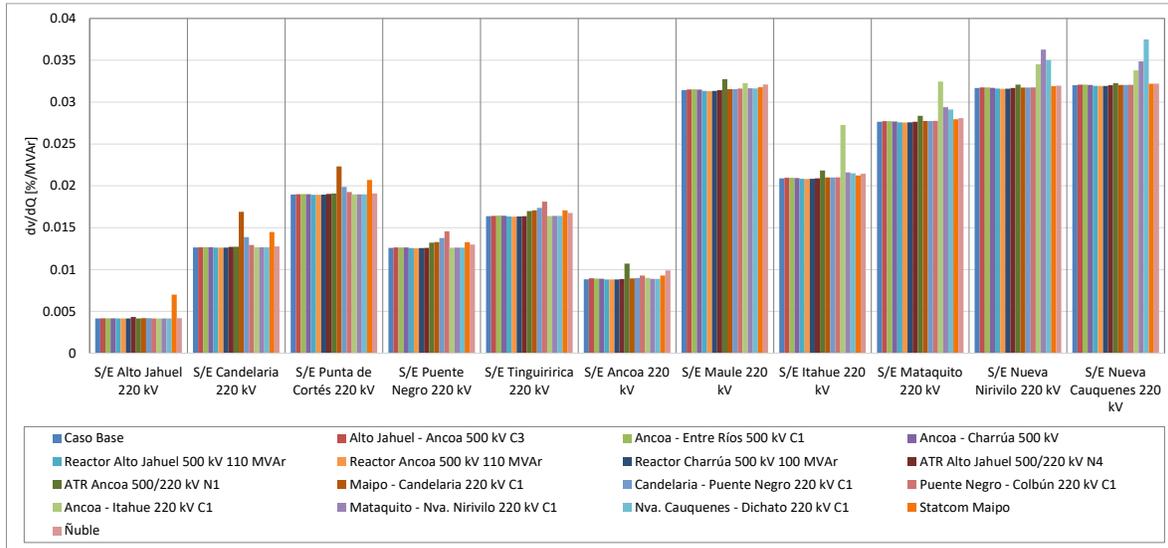


Figura 4.131. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E5.

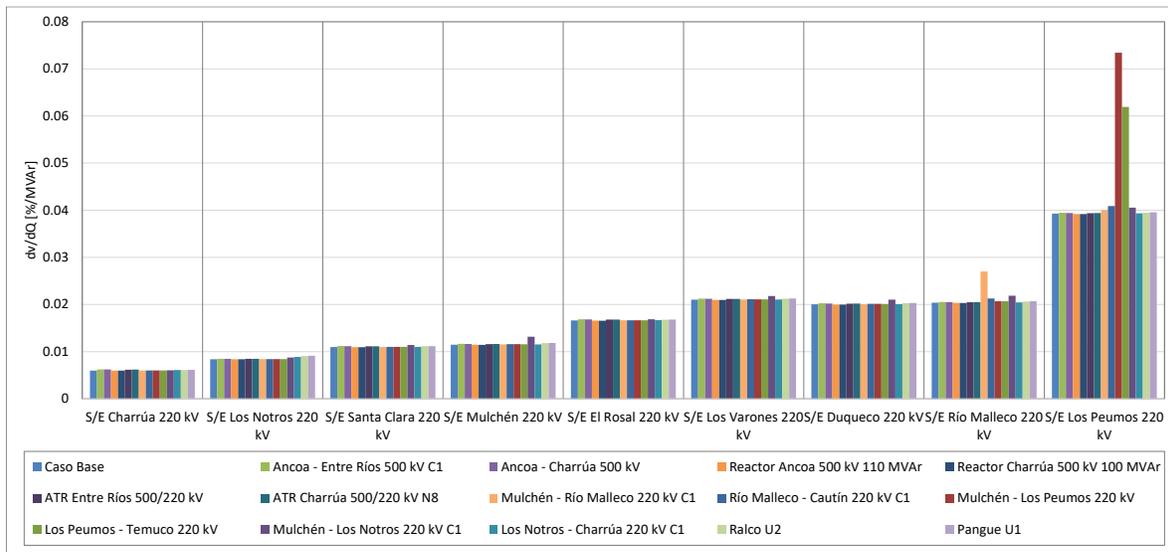


Figura 4.132. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E5 (continuación).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 220 kV que presenta una mayor sensibilidad en la tensión ante variaciones de la potencia reactiva corresponde a la barra de S/E Los Peumos. Donde la condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con un circuito de la línea Mulchén – Los Peumos 220 kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 220 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

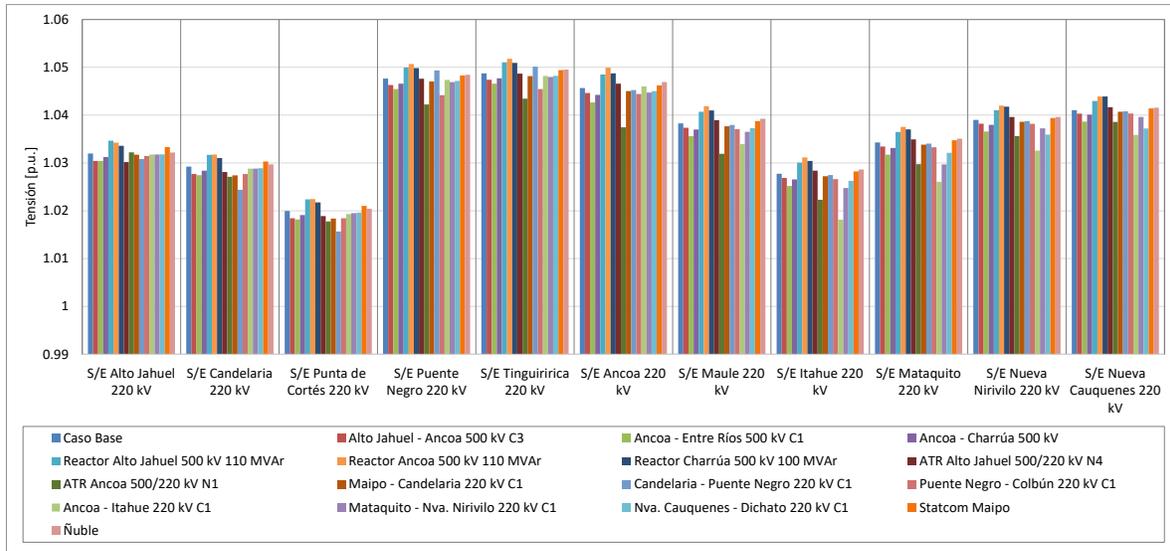


Figura 4.133. Tensión en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E5.

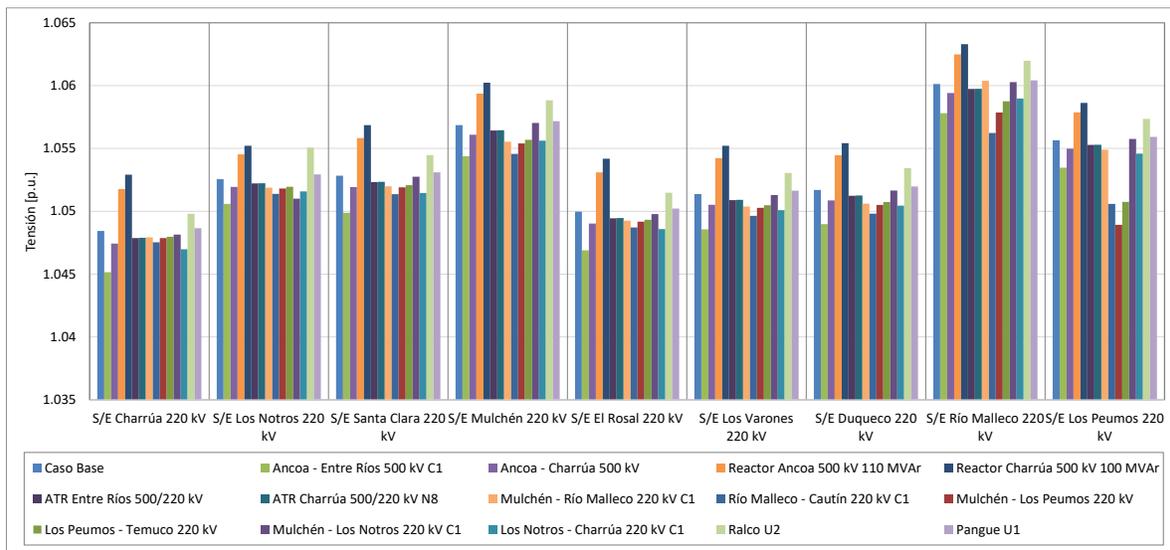


Figura 4.134. Tensión en barras 220 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E5 (continuación).

Sistema de 154 kV

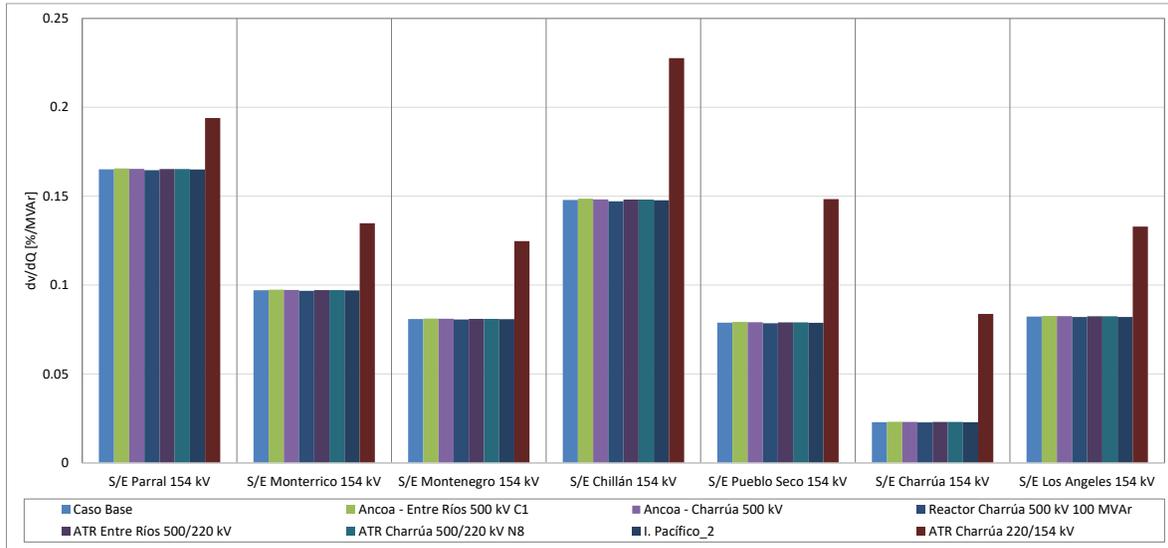


Figura 4.135. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras 154 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E5.

Como se puede apreciar en la figura anterior, en condiciones normales la barra con mayor sensibilidad corresponde a la de S/E Parral 154 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde a la de S/E Chillán 154 kV para la falla del transformador Charrúa 220/154 kV.

Las tensiones del sistema 154 kV para las condiciones de pre y post contingencia en [p.u.] se presentan en el siguiente gráfico.

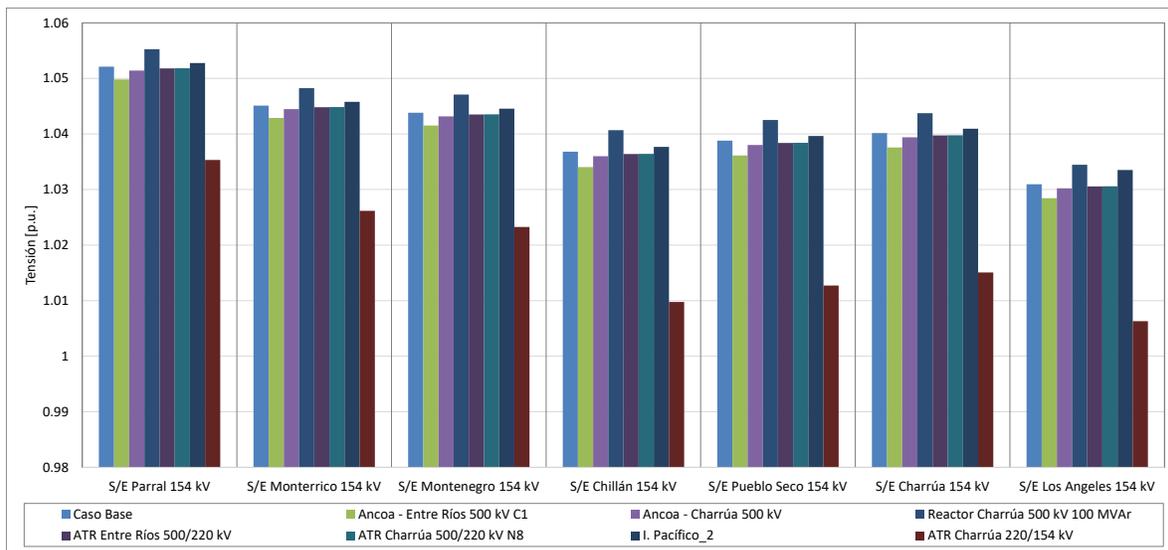


Figura 4.136. Tensión en barras 154 kV Subárea 500/220 kV ACT Centro-Sur E5.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E5.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó mediante la diferencia entre los montos generación de potencia reactiva de los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea. Junto con lo anterior, se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con las mayores diferencias de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en las que se requiere disponer de recursos para la inyección de reactivos, mientras que en color rojo aquellas contingencias que requieren de absorción de reactivos por parte de los elementos de control de tensión del ACT.

En la tabla siguiente se puede observar que para afrontar la salida de servicio de uno de los circuitos Ancoa – Entre Ríos 2x500 kV, en la subárea se requiere de un margen dinámico de inyección de potencia reactiva de 57.9 MVar. Adicionalmente, se puede notar que los recursos que mayor participación presentan en la inyección de los excedentes de potencia reactiva son el Statcom de S/E Maipo (27%) y las centrales Ralco (10%), Pangué (8%) y El Toro (8%).

Por otra parte, se aprecia que la contingencia más crítica relacionada con la absorción de reactivos corresponde a la desconexión del reactor del extremo Ancoa del circuito Alto Jahuel – Ancoa 500 kV C3, cuyo requerimiento es de -70.2 MVar, los que son aportados mayoritariamente por el Statcom de S/E Maipo (32%) y las centrales Ralco (8%) y El Toro (8%).

Tabla 4.107. Requerimientos internos para diversas contingencias en escenario E5

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Elemento	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1		Reactor Alto Jahuel 500 kV 110 MVar		Reactor Ancoa 500 kV 110 MVar		Reactor Charrúa 500 kV 100 MVar	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP Cipresillos U1	0.0	0%	-0.1	0%	-0.1	0%	0.0	0%
HP Cipresillos U2	0.0	0%	-0.1	0%	-0.1	0%	0.0	0%
HE ANGOSTURA U3	1.0	2%	-0.7	1%	-1.0	1%	-1.4	2%
Antuco U1	1.7	3%	-1.1	2%	-1.7	2%	-2.5	3%
HE ANTUCO U2	1.7	3%	-1.1	2%	-1.7	2%	-2.5	3%
HE EL TORO U1	1.3	2%	-0.8	1%	-1.3	2%	-1.8	3%
HE EL TORO U2	1.3	2%	-0.9	1%	-1.3	2%	-1.8	3%
HE EL TORO U3	1.3	2%	-0.8	1%	-1.3	2%	-1.8	3%
HE EL TORO U4	1.3	2%	-0.8	1%	-1.3	2%	-1.8	3%
HE MACHICURA U1	1.2	2%	-1.1	2%	-1.6	2%	-1.2	2%
HE MACHICURA U2	1.1	2%	-1.1	2%	-1.6	2%	-1.2	2%
Pangue U1	2.2	4%	-1.4	3%	-2.3	3%	-3.1	4%
HE PANGUE U2	2.3	4%	-1.5	3%	-2.3	3%	-3.1	4%
HE RALCO U1	2.9	5%	-1.8	3%	-2.8	4%	-3.8	5%
Ralco U2	2.8	5%	-1.8	3%	-2.8	4%	-3.7	5%
HP ABANICO U1	0.6	1%	-0.4	1%	-0.6	1%	-0.8	1%
HP CHIBURGO U1	0.3	1%	-0.3	0%	-0.4	1%	-0.3	0%
HP EL PASO U1	0.3	1%	-0.4	1%	-0.5	1%	-0.3	0%
HP LA CONFLUENCIA U1	1.4	2%	-1.5	3%	-1.9	3%	-1.4	2%
HP LA HIGUERA U1	1.7	3%	-1.9	3%	-2.4	3%	-1.8	3%
HP LA MINA U1	0.3	1%	-0.3	1%	-0.5	1%	-0.3	0%
HP LOMA ALTA U1	1.0	2%	-1.0	2%	-1.5	2%	-1.1	2%
HP MAMPIL U1	0.5	1%	-0.3	1%	-0.5	1%	-0.6	1%
HP PALMUCHO U1	0.1	0%	-0.1	0%	-0.1	0%	-0.2	0%
HP QUILLECO U1	0.9	1%	-0.6	1%	-0.9	1%	-1.2	2%
HP QUILLECO U2	0.9	1%	-0.6	1%	-0.9	1%	-1.2	2%
HP RENAICO U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%
HP RIO PICOQUEN (U1-U2)	0.3	1%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.4	1%
HP RUCUE U1	1.7	3%	-1.1	2%	-1.7	2%	-2.5	3%
HP RUCUE U2	1.7	3%	-1.1	2%	-1.7	2%	-2.5	3%
HP SAN ANDRES U1	0.4	1%	-0.4	1%	-0.5	1%	-0.4	1%
HP TRUPAN	0.4	1%	-0.3	1%	-0.5	1%	-0.6	1%
Ñuble	3.7	6%	-3.4	6%	-5.1	7%	-3.7	5%
TER CHOLGUAN U1	0.3	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.4	1%
TER CMPC LAJA U2	0.4	1%	-0.2	0%	-0.4	1%	-0.5	1%
TER CMPC PACIFICO U1	0.5	1%	-0.3	1%	-0.5	1%	-0.7	1%
TER CMPC SANTA FE U1	0.3	1%	-0.2	0%	-0.4	1%	-0.5	1%
TER LAJA (U1-U2)	0.3	0%	-0.2	0%	-0.3	0%	-0.4	1%
TER MASISA U1	0.6	1%	-0.4	1%	-0.7	1%	-0.9	1%
TER NUEVA ALDEA U1	0.2	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.2	0%
TER NUEVA ALDEA U2	0.1	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.2	0%
TER SANTA FE U1	1.5	3%	-1.0	2%	-1.5	2%	-2.0	3%
Statcom Maipo	15.4	27%	-26.4	46%	-22.5	32%	-16.0	23%
T_INTERNO	57.9	100%	-57.7	100%	-70.2	100%	-69.9	100%

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea.

Tabla 4.108. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
Falla Transferencia	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	Reactor Alto Jahuel 500 kV 110 MVar	Reactor Ancoa 500 kV 110 MVar	Reactor Charrúa 500 kV 100 MVar
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	57.9	-57.7	-70.2	-69.9
CSur-Sur	2.0	-1.3	-2.0	-2.7
CSur-Conce	5.1	-3.5	-5.4	-6.7
CSur-154	3.1	-3.3	-4.5	-3.5
CSur-Centro	28.8	-52.3	-43.0	-30.4
TOTAL	96.9	-118.1	-125.2	-113.3

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E5.

Para las barras más sensibles pre y post contingencia, se determinaron la curva Q-V, de manera de verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Sistema de 500 kV

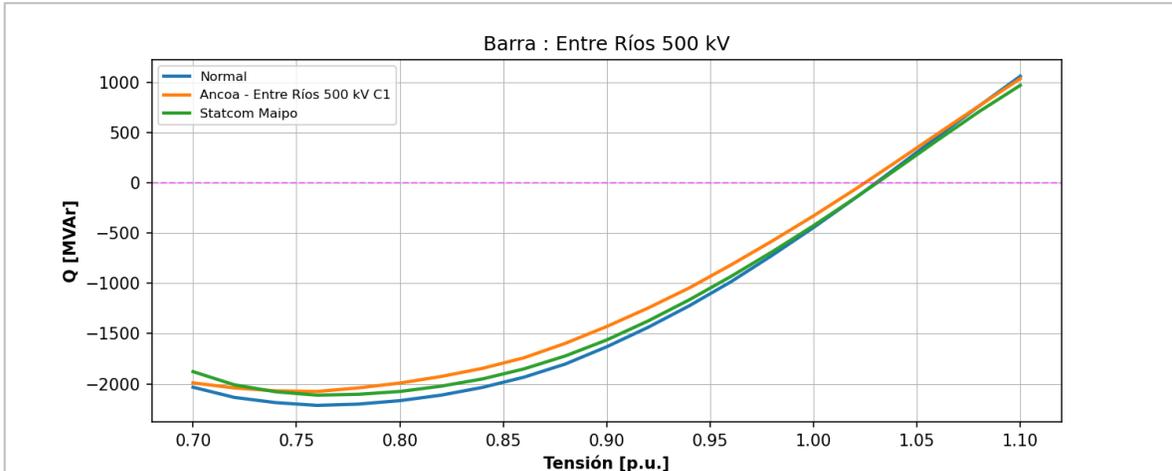


Figura 4.137. Curva QV en S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.109. Descripción resultados Curva Q-V S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E5.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.030	0.989 - 1.051	0.76	2214
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	1.025	0.969 - 1.071	0.76	2076
Statcom Maipo	1.031	0.969 - 1.071	0.76	2113

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Entre Ríos 500 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se puede observar que existe suficiente margen de reactivos antes de que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

Sistema de 220 kV

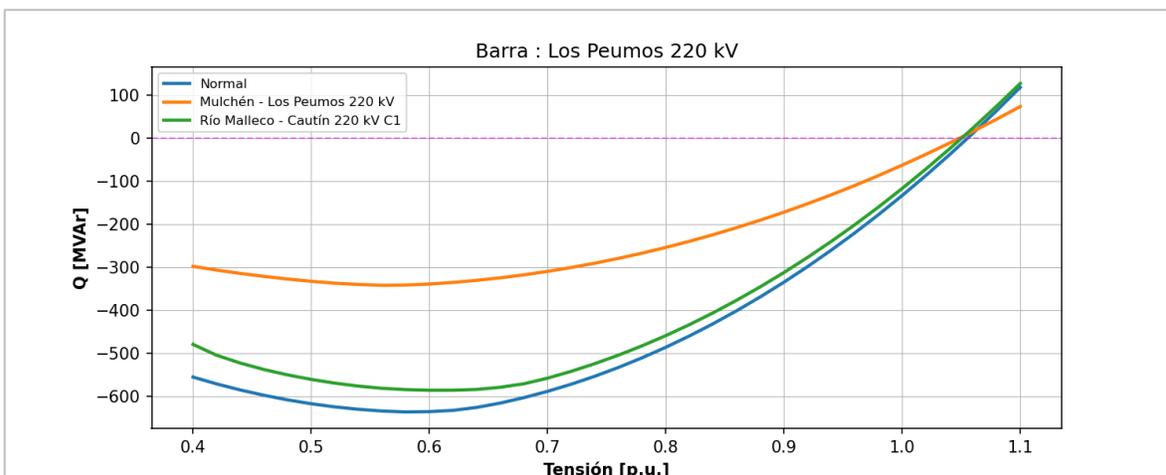


Figura 4.138. Curva QV en S/E Los Peumos 220 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.110. Descripción resultados Curva Q-V S/E Los Peumos 220 kV en escenario E5.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Caso Base	1.056	0.993 - 1.098	0.58	637
Mulchén - Los Peumos 220 kV	1.049	0.972 - 1.119	0.56	342
Río Malleco - Cautín 220 kV C1	1.051	0.972 - 1.119	0.60	586

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Los Peumos 220 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de colapso de tensión.

Sistema de 154 kV

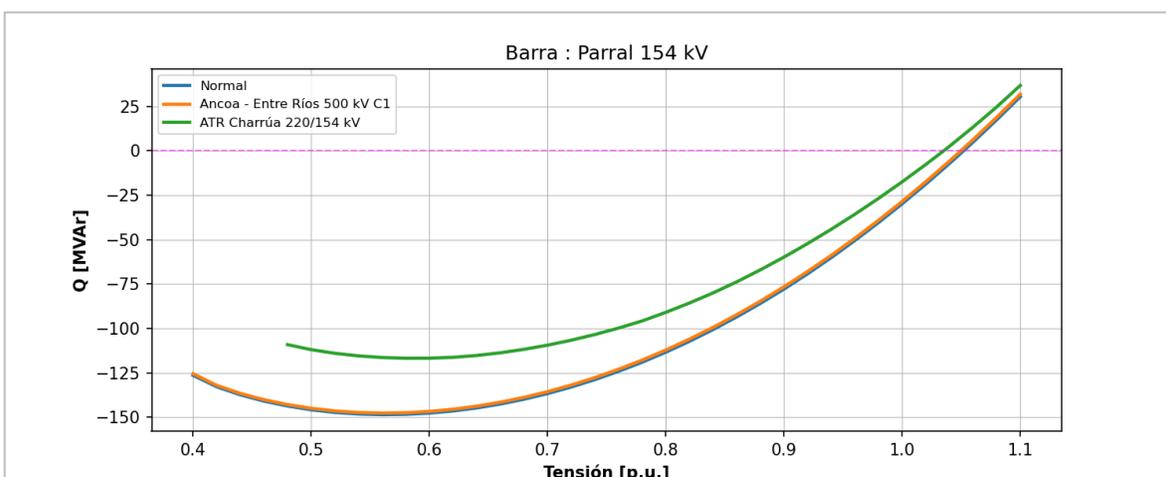


Figura 4.139. Curva QV en S/E Parral 154 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.111. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parral 154 kV en escenario E5.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.052	0.942 - 1.084	0.56	149
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	1.050	0.912 - 1.114	0.56	148
ATR Charrúa 220/154 kV	1.035	0.912 - 1.114	0.58	117

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Parral 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de colapso de tensión.

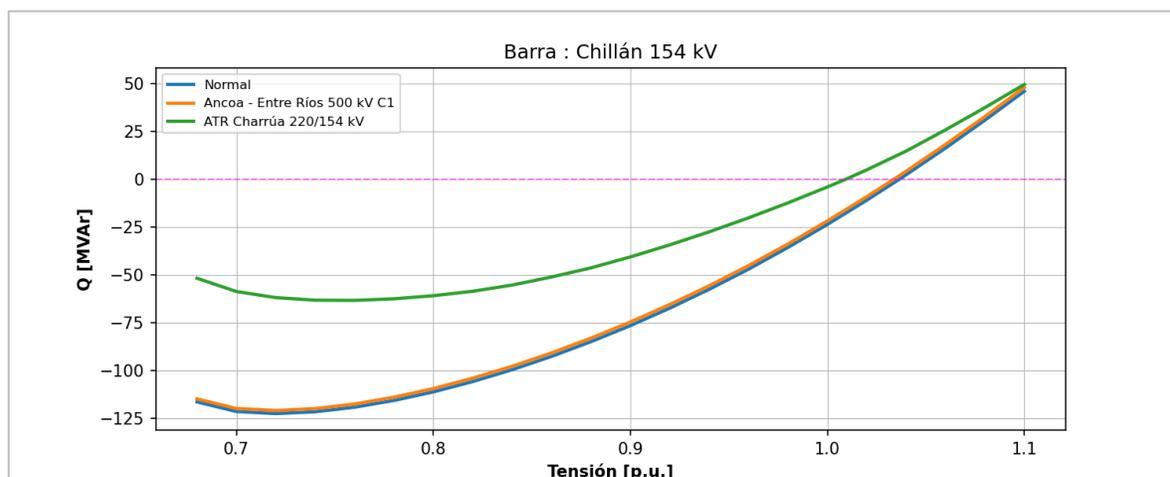


Figura 4.140. Curva QV en S/E Chillán 154 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.112. Descripción resultados Curva Q-V S/E Chillán 154 kV en escenario E5.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.037	0.942 - 1.084	0.72	123
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	1.034	0.912 - 1.114	0.72	121
ATR Charrúa 220/154 kV	1.010	0.912 - 1.114	0.76	63

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Chillán 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de colapso de tensión.

4.5.3.4 Verificación de Comportamiento dinámico

Para el escenario E1, en el cual se obtuvieron los mayores requerimientos tanto de inyección como de absorción de potencia reactiva de la subárea, se simuló dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la

tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para las contingencias, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.113. Resumen verificación comportamiento dinámico Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr. Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	Comportamiento Tensión			Frecuencia $f \geq 48.3$ Hz
		Línea	Máx. Transf.	$\xi (\geq 5\%)$		$V_{\min.} \geq 0.7$	$V > 0.8$ en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	
			Post-Cont. [MW]						
Sev 4 Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	E5	Entre Ríos - Ancoa 500 kV C1	-899.1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sev 5 HE Ralco U1	E5	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C2	-536	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más crítica de la subárea se cumple con los requerimientos de recuperación dinámica de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento, medido sobre las transferencias de potencias por las principales líneas de la zona de interés.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

4.5.3.5 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea 500/220 kV del Área de CT Centro - Sur respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más exigentes. La tabla muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, además de una distribución de los recursos que permiten afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.114. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de 500/220 kV del ACT Centro - Sur

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E1	E1
Demanda de la zona (MW)	772	772
Generación de la zona (MW)	2787	2787
Contingencia más crítica en la zona	ATR Ancoa 500/220 kV N1	Reactor Ancoa 500 kV 110 MVAR
Requerimientos mínimos de reactivos a absorber por recursos de la zona (MVAR)	68.8	-79.4
Distribución	Statcom Maipo 29% Colbún U1 6% Colbún U2 6% Ralco U1 5% Pehuenche U1 5% Pehuenche U2 5%	Colbún U1 14% Colbún U2 14% Pehuenche U1 11% Pehuenche U2 11% Statcom Maipo 11% Los Cóndores U1 9% La Higuera U1 6% La Higuera U2 6% La Confluencia U1 5% La Confluencia U2 5%

Para la subárea 500/220 kV, el listado de prioridades de uso de los recursos de control de tensión en el escenario más exigente, en términos de los requerimientos de potencia reactiva (Escenario E1) se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

Las siguientes figuras resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ determinadas para las principales barras de la subárea de CT en condiciones de Operación Normal, considerando los recursos de control de tensión disponibles.

El análisis de la efectividad de los recursos de CT para el sistema de 500 kV permite concluir que: en la S/E de Alto Jahuel el recurso más efectivo es claramente el Statcom de S/E Maipo, en la S/E Ancoa los recursos más efectivos son el Statcom de S/E Maipo y la central Colbún, y en las SS/EE Entre Ríos y Charrúa se destaca la efectividad de las centrales El Pinar y CMPC Laja. Con respecto a las centrales ERV, cabe señalar que en el escenario analizado sólo se encontraba en servicio el PE La Cabaña.

Para el sistema de 220 kV se concluye lo siguiente: en la S/E de Alto Jahuel el recurso más efectivo para CT es claramente el Statcom de S/E Maipo; entre las SS/EE Candelaria y Punta de Cortés los recursos más efectivos son el Statcom de S/E Maipo y la central Cipresillos; en las SS/EE Puente Negro y Tinguiririca el recurso más efectivo es la central La Higuera; entre las SS/EE Ancoa e Itahue el recurso más efectivo es la central Colbún; entre las SS/EE Mataquito y Nueva Cauquenes el

recurso más efectivo es la central Nueva Aldea; en la barra de la S/E Charrúa se destacan como recursos más efectivos las centrales El Pinar y CMPC Laja; en la barra de la S/E Los Notros el recurso más efectivo es la central Ralco; al sur de la S/E Charrúa hasta la S/E Río Malleco el recurso más efectivo es el PE La Cabaña; y en la S/E Los Peumos el recurso más efectivo es la central Río Picoiquén.

Para el sistema de 154 kV se concluye lo siguiente: entre las SS/EE Parral y Montenegro el recurso más efectivo para el CT es claramente la central Nueva Aldea; entre las SS/EE Chillán y Charrúa los recursos más efectivos son las centrales Nueva Aldea, Abanico y Masisa; y en la S/E Los Ángeles el recurso más efectivo es la central Río Picoiquén.

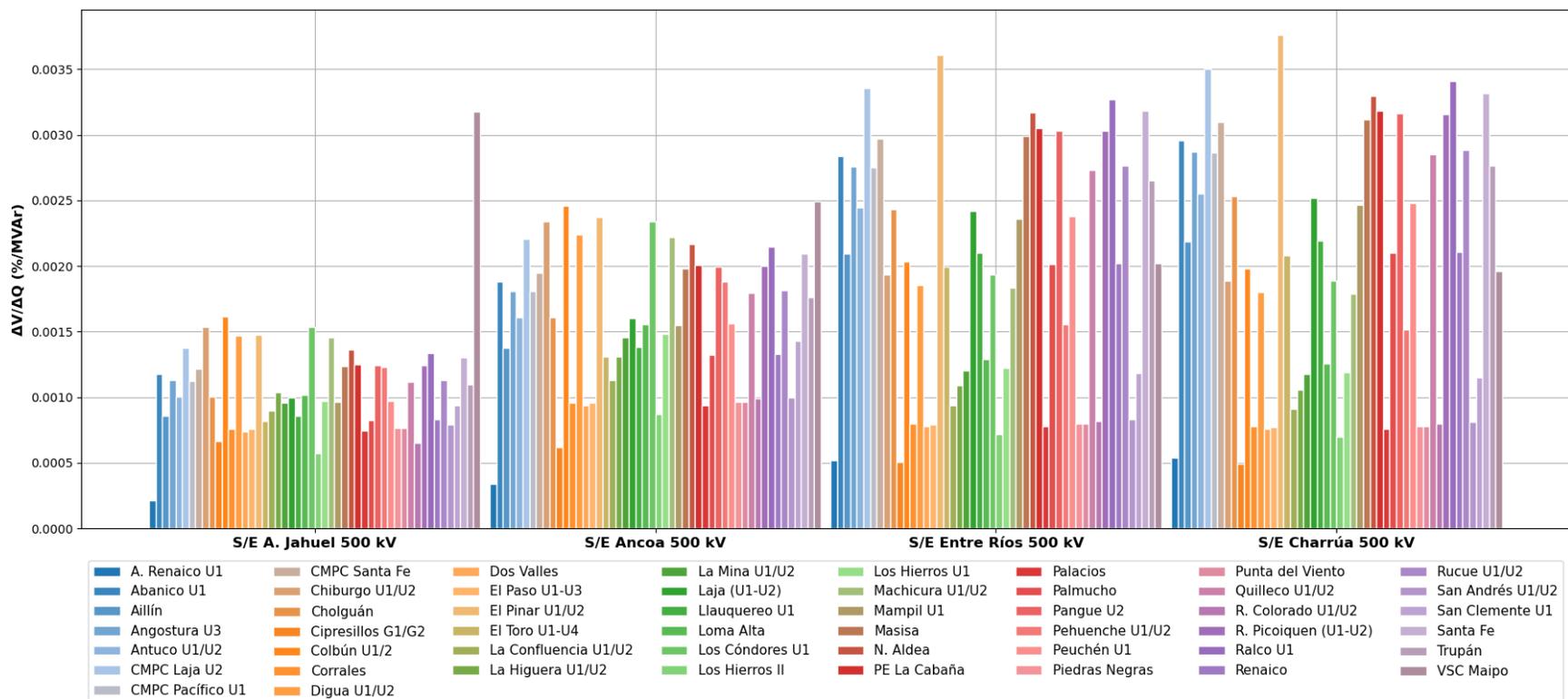


Figura 4.141. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, sistema de 500 kV

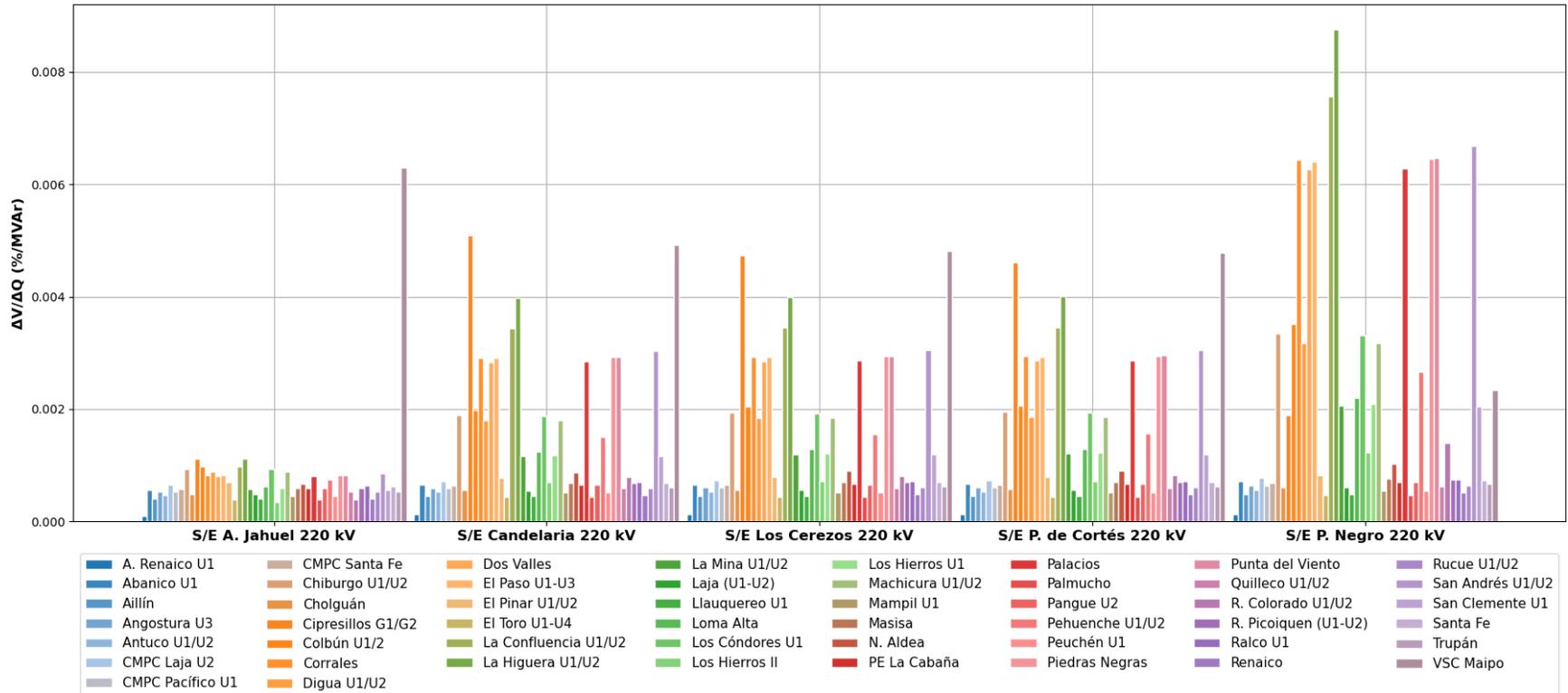


Figura 4.142. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, sistema de 220 kV

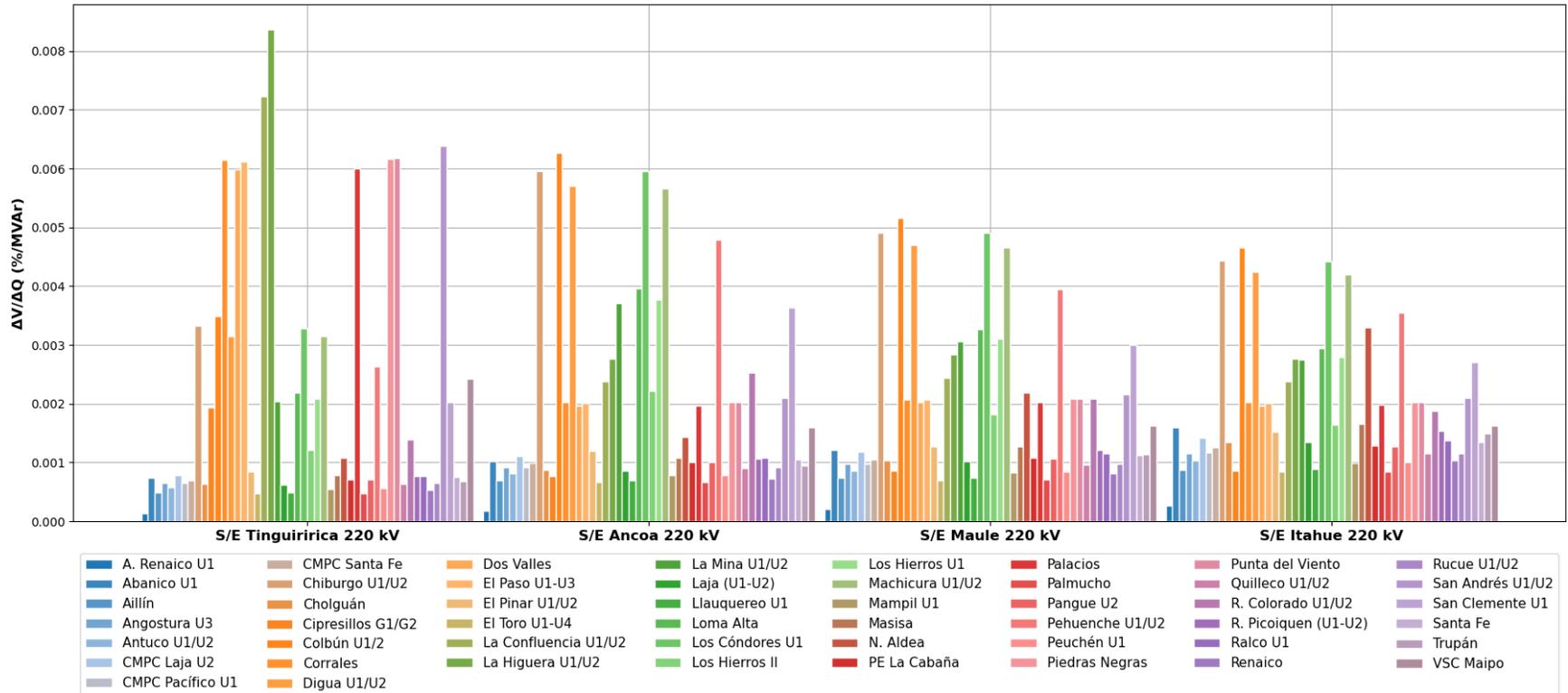


Figura 4.143. Sensibilidad $\Delta V/\Delta Q$ en operación Normal Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, sistema de 220 kV (continuación 1)

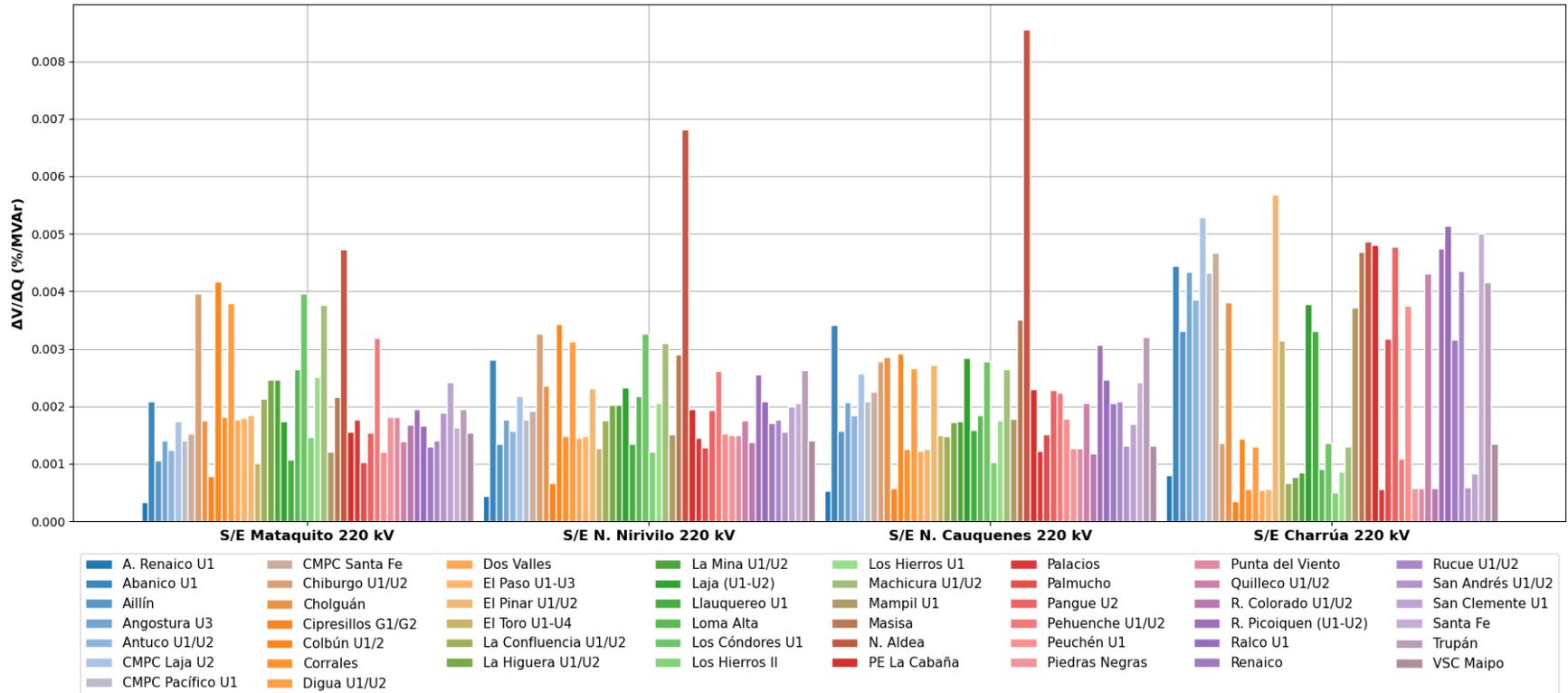


Figura 4.144. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, sistema de 220 kV (continuación 2)

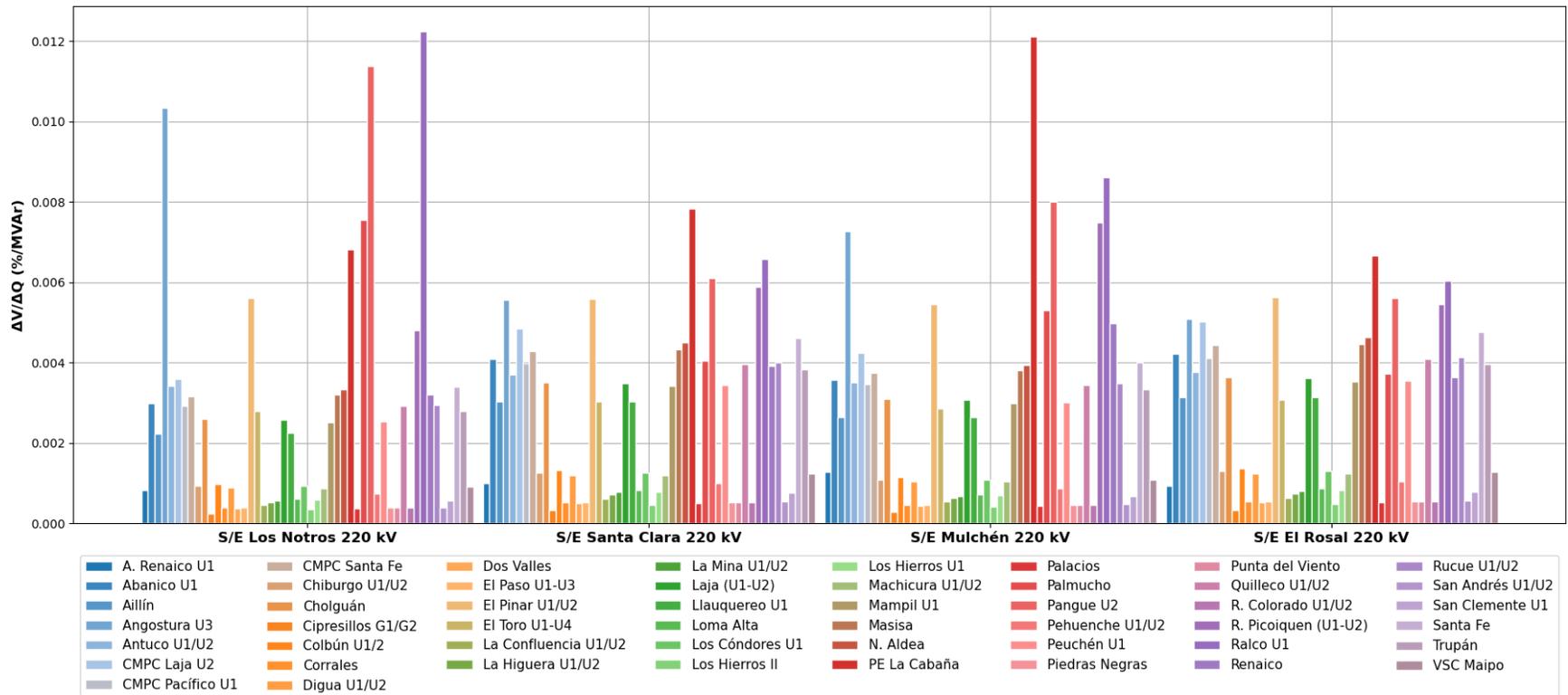


Figura 4.145. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, sistema de 220 kV (continuación 3)

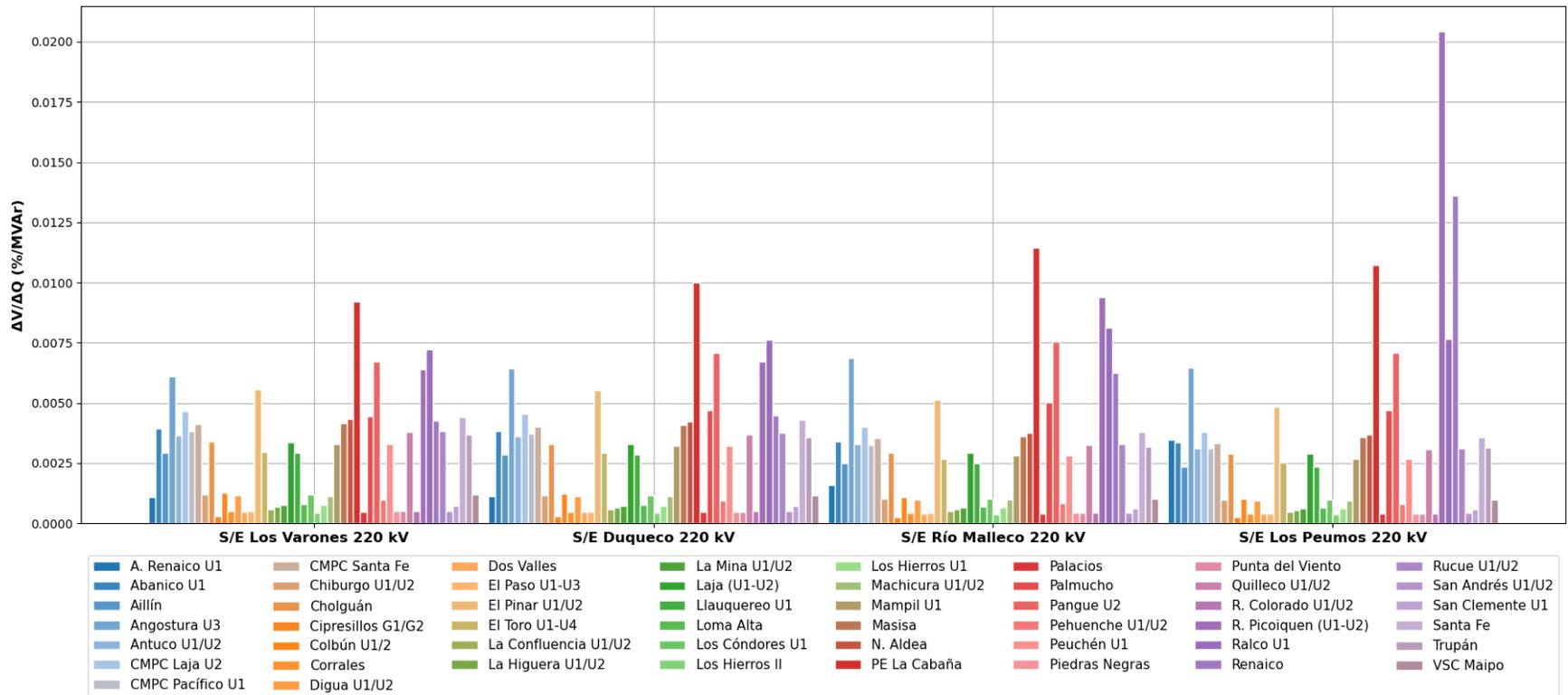


Figura 4.146. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, sistema de 220 kV (continuación 4)

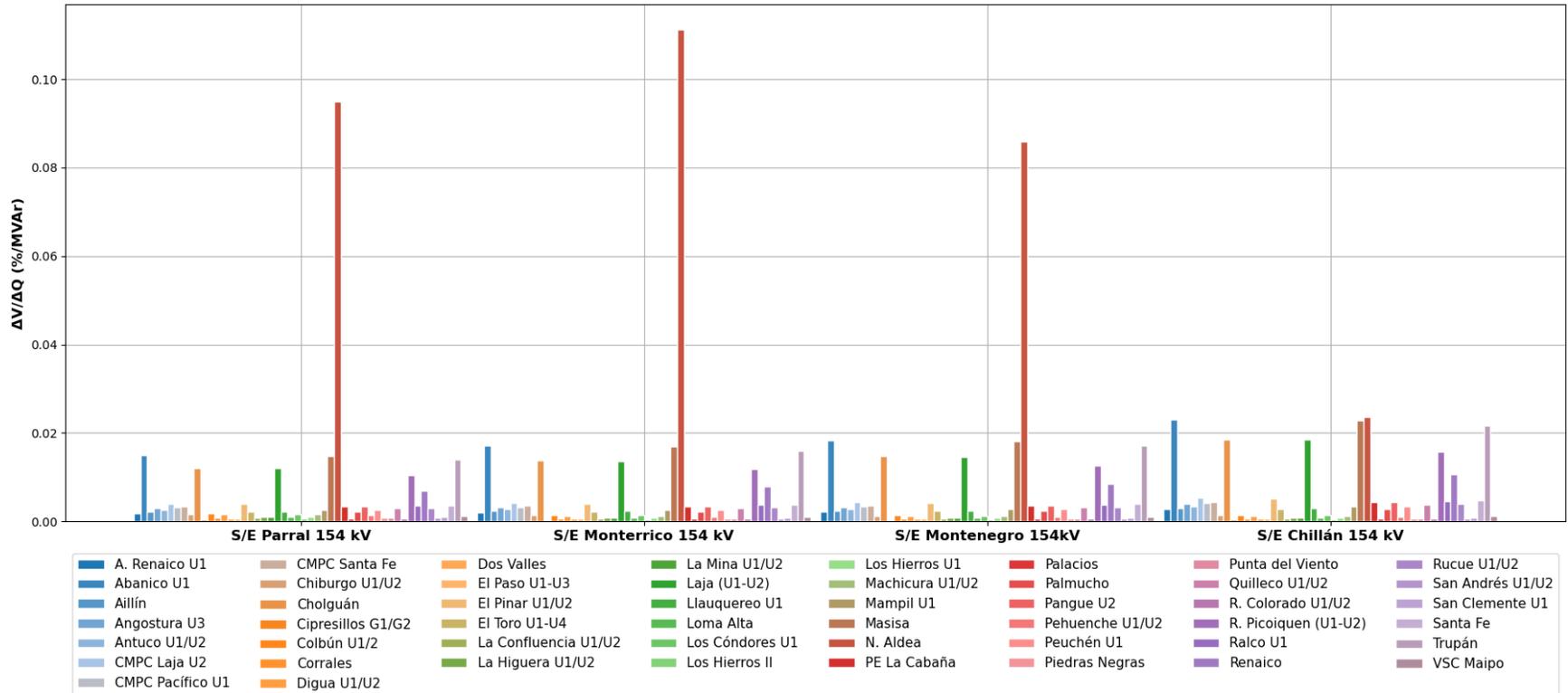


Figura 4.147. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, sistema de 154 kV

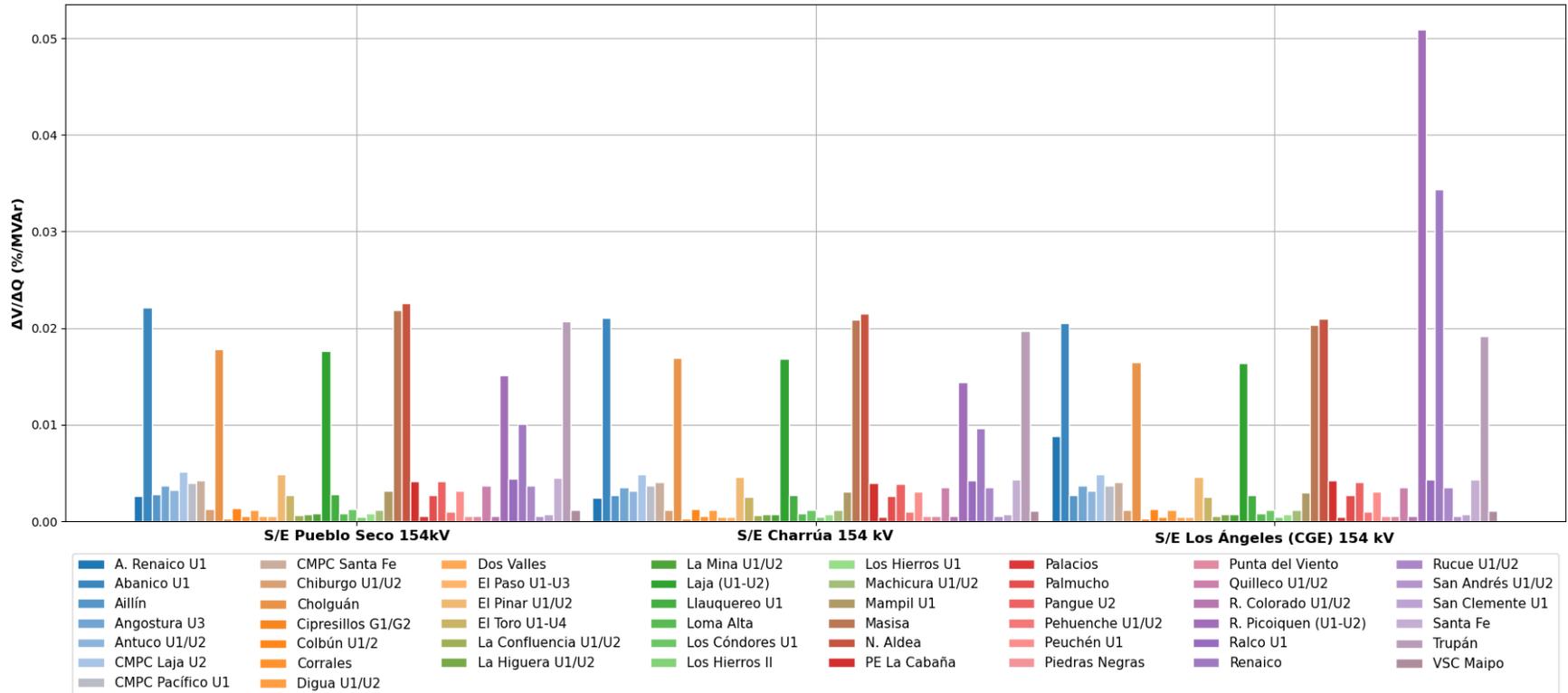


Figura 4.148. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur, sistema de 154 kV (continuación)

4.5.4 Subárea 154 kV

En la subárea 154 kV, los principales recursos de control de tensión corresponden a las centrales de la zona de Tinguiririca y los aportes externos que pudieran provenir desde la S/E Alto Jahuel 220 kV, S/E Itahue 220 kV y S/E Maule 220 kV.

Para esta subárea se analizaron escenarios de operación de demanda alta (escenario E2 y E3), los cuales poseen distintas magnitudes en los flujos que circulan a través de los transformadores 220/154 kV de las S/E Alto Jahuel, S/E Itahue y S/E Maule, flujos que varían entre los 50 MW y 220 MW en total. También se estudió un escenario de demanda mínima (E5), que posee un nivel de transferencia por las SS/EE antes mencionadas del orden de los 377 MW.

4.5.4.1 Análisis de Resultados Escenario E2.

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado de operación normal y post contingencias.

a) Descripción del Escenario E2

Los despachos de potencia activa y reactiva para las principales centrales de la zona en estado de operación normal, se encuentran en la sección de anexos.

Dentro del escenario, se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- HE Ancoa U1
- Cipreses
- Isla
- Curillinke
- Lircay
- Mariposas
- Providencia
- San Ignacio

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E2

Los siguientes gráficos muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la subárea, en condiciones de operación normal y en condiciones de operación post contingencia.

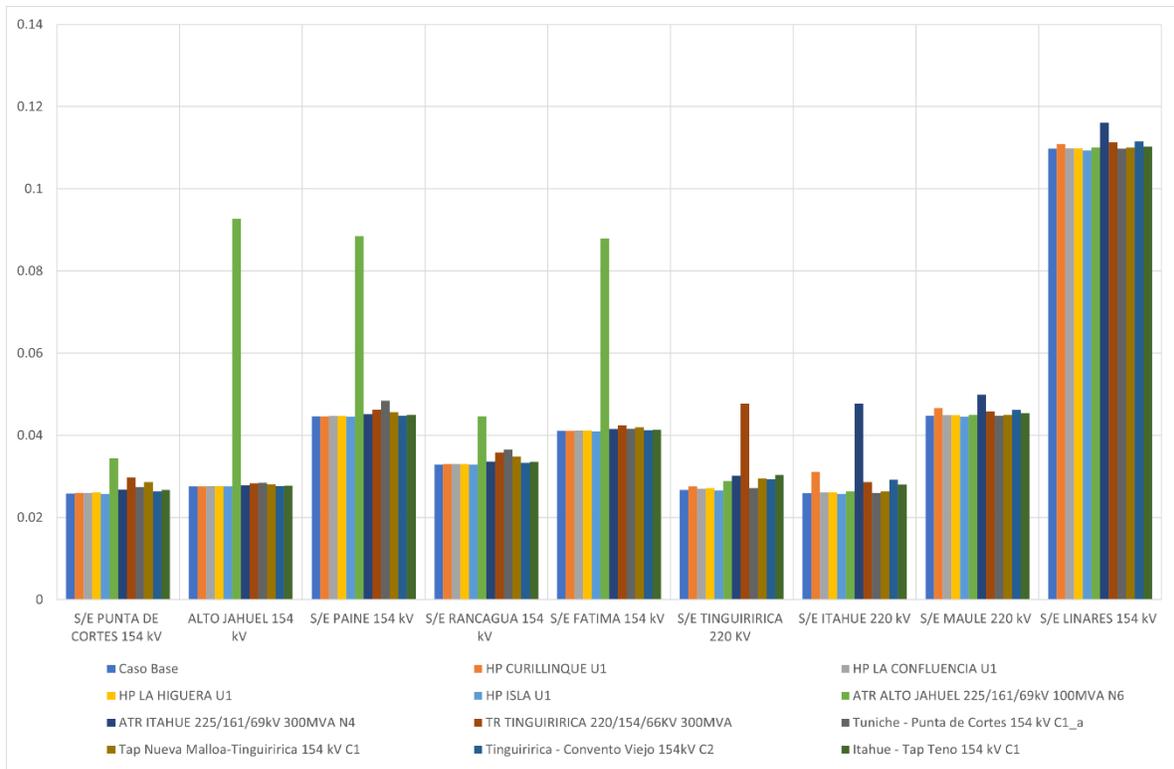


Figura 4.149. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E2 (Subárea 154 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra más sensible ante variaciones de la potencia reactiva en el caso de pre y post contingencia es la barra de S/E Linares 154 k.

Se observa además que, la mayor variación de sensibilidad en estado de post contingencia en comparación con la sensibilidad en estado normal ocurre en la barra Alto Jahuel 154 kV, producto de la pérdida del transformador ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100MVA.

Las tensiones del sistema 154 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

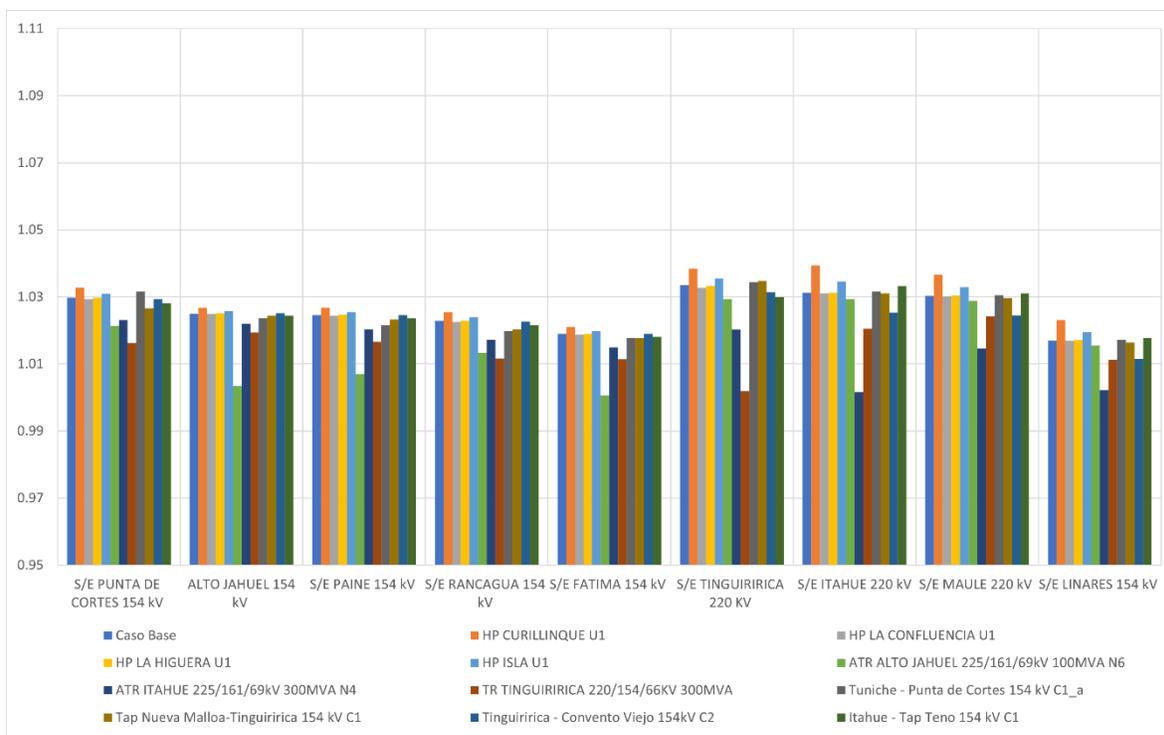


Figura 4.150. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E2 (Subárea 154 kV).

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E1.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por la diferencia entre los entre los montos de generación de potencia reactiva de régimen permanente entre los estados de pre y post contingencia de los diferentes recursos de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos de control de tensión inyecten reactivos, mientras que en color rojo las se destacan las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En ellas se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subárea analizada, la contingencia que genera los mayores requerimientos de inyección de reactivos corresponde a la falla del transformado ATR Itahue 225/161/69kV 300MVA, requiriendo una reserva dinámica interna de aproximadamente 31.3 MVAR. Bajo estas condiciones la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales Isla y Curillinque.

Tabla 4.115. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur Subárea 154 kV E4 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																			
Elemento	Falla	HP CURILLINQUE U1		HP ISLA U1		ATR ALTO JAHUEL 225/161/69kV 100MVA N6		ATR ITAHUE 225/161/69kV 300MVA N4		TR TINGUIRIRICA 220/154/66KV 300MVA		Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1_a		Tap Nueva Malloa-Tinguiririca 154 kV C1		Tinguiririca - Convento Viejo 154kV C2		Itahue - Tap Teno 154 kV C1	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE ANCOA U1		-0.9	7%	-0.4	9%	0.2	8%	2.3	7%	0.9	6%	0.0	7%	0.1	17%	0.8	9%	-0.1	5%
HE CIPRESSES U1		-0.7	5%	0.0	0%	0.0	0%	2.0	6%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HE CIPRESSES U3		-0.8	6%	0.0	0%	0.0	0%	2.4	8%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP CURILLINQUE U1				-0.5	11%	0.1	4%	5.4	17%	0.6	4%	0.0	4%	0.0	2%	0.3	3%	-0.1	4%
HP ISLA U1		-4.0	30%			0.9	32%	6.4	20%	5.2	35%	-0.2	33%	0.1	13%	2.8	29%	-1.0	37%
HP ISLA U2		-4.0	30%	-2.0	48%	0.9	32%	6.4	20%	5.2	35%	-0.2	33%	0.1	13%	2.8	29%	-1.0	37%
HP LIRCA Y U1		-0.7	5%	-0.3	7%	0.2	6%	1.8	6%	0.7	5%	0.0	5%	0.1	12%	0.6	7%	-0.1	4%
HP MARIPOSAS U1		-0.3	2%	-0.1	3%	0.1	2%	0.8	3%	0.3	2%	0.0	2%	0.0	5%	0.3	3%	0.0	2%
HP PROVIDENCIA U1		-0.5	3%	-0.2	5%	0.1	4%	1.2	4%	0.5	3%	0.0	3%	0.0	8%	0.4	4%	-0.1	2%
HP SAN IGNACIO U1		-1.1	8%	-0.4	11%	0.2	9%	2.9	9%	1.1	8%	0.0	8%	0.1	15%	0.9	9%	-0.2	7%
TER VIÑALES U1		-0.6	4%	-0.2	6%	0.1	5%	-0.4	-1%	0.5	3%	0.0	4%	0.1	14%	0.5	5%	-0.1	2%
T_INTERNO		-13.6	100%	-4.1	100%	2.9	100%	31.3	100%	14.9	100%	-0.5	100%	0.5	100%	9.6	100%	-2.6	100%

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea, en ella se observa que para la contingencia de los transformadores ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100MVA y ATR Itahue 220/154/69kV 300MVA se requiere un gran aporte de recursos externos a la subárea.

Tabla 4.116. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas									
Falla	HP CURILLINQUE U1	HP ISLA U1	ATR ALTO JAHUEL 225/161/69kV	ATR ITAHUE 225/161/69kV	TR TINGUIRIRICA 220/154/66KV	Tuniche - Punta de Cortes 154 kV	Tap Nueva Malloa-Tinguiririca 154 kV	Tinguiririca - Convento Viejo 154kV	Itahue - Tap Teno 154 kV C1
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	-13.6	-4.1	2.9	31.3	14.9	-0.5	0.5	9.6	-2.6
154-500/220	-27.0	-10.9	-19.4	-22.6	-35.8	3.7	-1.1	6.9	4.0
TOTAL	-40.6	-15.0	-16.5	8.7	-20.9	3.2	-0.6	16.4	1.4

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E4

Para las barras más sensibles al grupo completo de contingencias analizadas se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta.

- S/E Lineares 154 kV

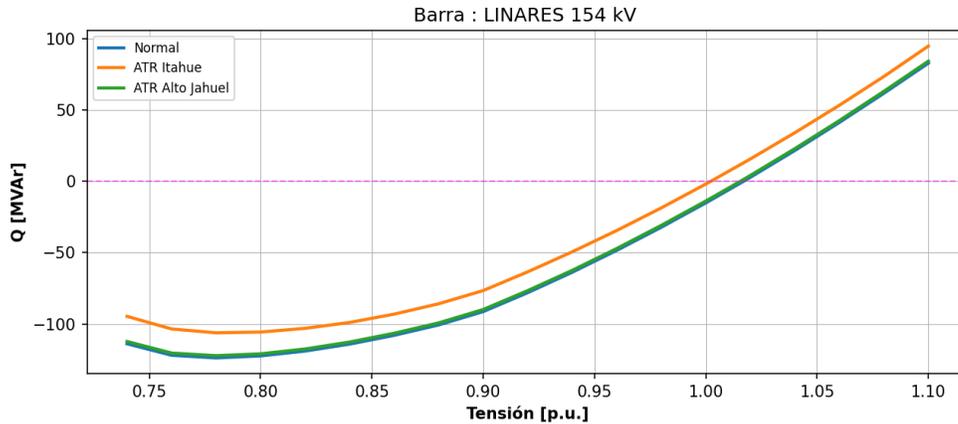


Figura 4.151. Curva QV en S/E Paine 154 kV en escenario E4.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.117. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paine 154 kV Área CT Centro-Sur

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
01_Normal	1.017	0.93 - 1.07	0.78	-123.7
02_ ATR Itahue	1.002	0.90 - 1.10	0.78	-106.2
03_ ATR Alto Jahuel	1.016	0.90 - 1.10	0.78	-122.2

De la tabla y gráfico anterior se puede observar que la tensión en la barra Linares 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanece dentro de los límites aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

- S/E Alto Jahuel 154 kV

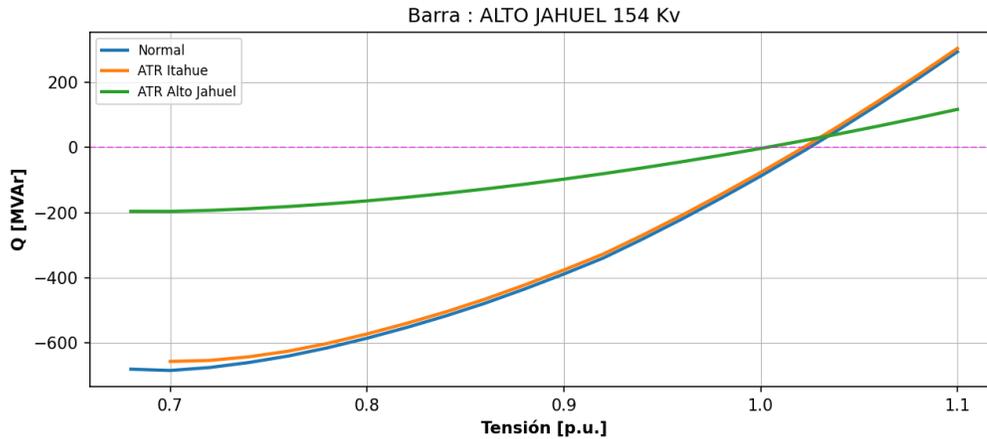


Figura 4.152. Curva QV en S/E Paine 154 kV en escenario E4.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.118. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paine 154 kV Área CT Centro-Sur

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
01_Normal	1.025	0.93 - 1.07	0.7	-683.6
02_ ATR Itahue	1.022	0.90 – 1.10	0.7	-655.9
03_ ATR Alto Jahuel	1.003	0.90 - 1.10	0.7	-196

De la tabla y gráfico anterior se puede observar que la tensión en la barra Alto Jahuel 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanece dentro de los límites aceptables. Sin embargo, se puede observar que ante la contingencia del transformador ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100MVA, el margen de reactivos se reduce significativamente en comparación con los demás casos analizados.

4.5.4.2 Análisis de Resultados Escenario E3

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

a) Descripción del Escenario E3

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- HE Ancoa U1

- Cipreses
- Isla
- Curillinque
- Lircay
- Mariposas
- Providencia
- San Ignacio

Los despachos de potencia activa y reactiva para las principales centrales de la zona en estado de operación normal, se encuentran en la sección de anexos.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E3

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la subárea 154 kV, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

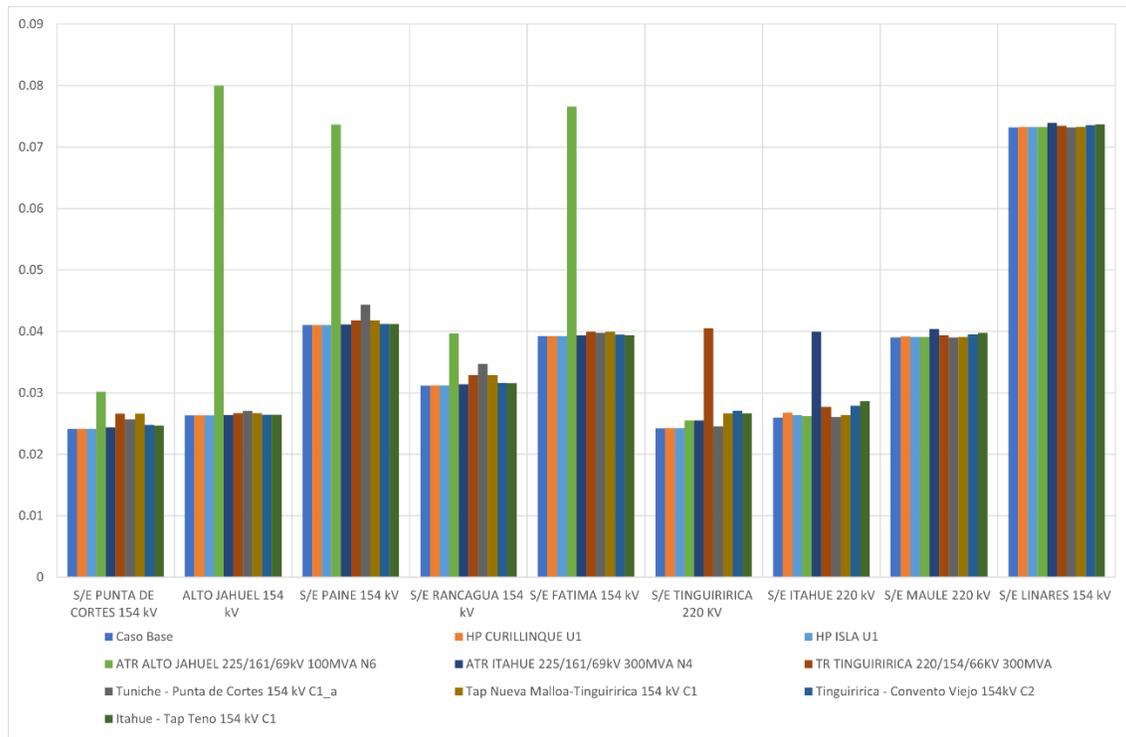


Figura 4.153. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E3 (Subárea 154 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra más sensible ante variaciones de la potencia reactiva en los casos de pre y post contingencia es la barra de S/E Linares 154 kV.

De igual manera que en el escenario E3, se puede observar que la mayor variación de sensibilidad en estado de post contingencia en comparación con estado normal ocurre en la barra Alto Jahuel

154 kV, lo anterior producto de la pérdida del transformador ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100 MVA de la propia subestación.

Las tensiones del sistema 154 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

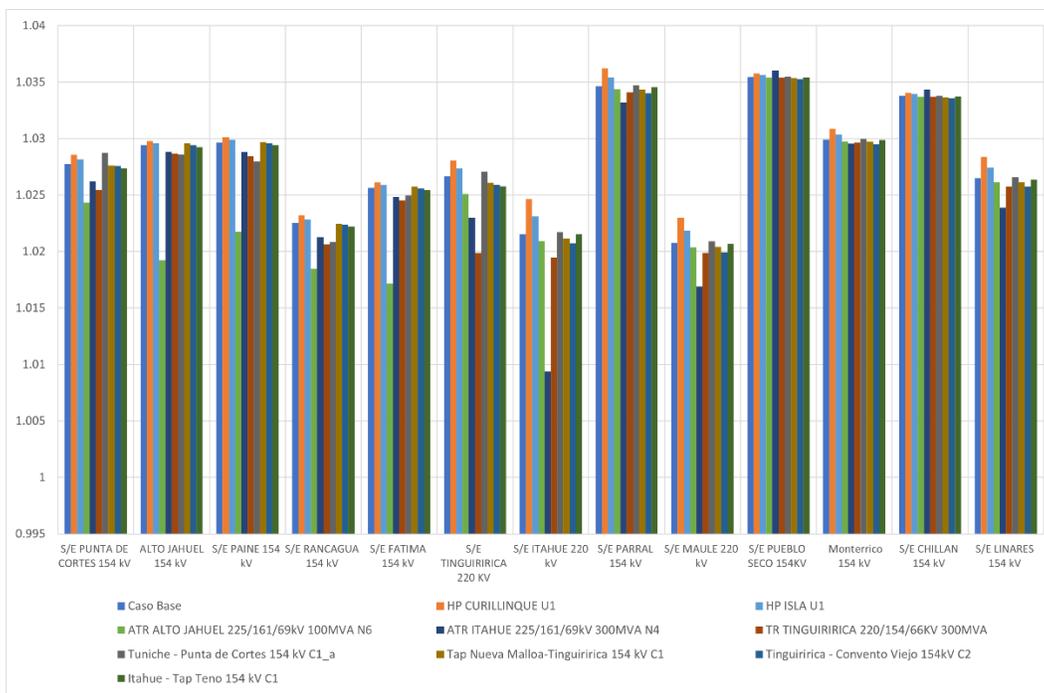


Figura 4.154. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E3 (Subárea 154 kV).

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E3.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por medio de la diferencia entre los montos de generación de potencia reactiva de régimen permanente entre los estados de pre y post contingencia de los recursos de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla que se presenta a continuación, se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subárea 154 kV, la contingencia que genera los mayores requerimientos de potencia reactiva corresponde a la falla del transformador ATR Itahue 225/161/69kV 300MVA, donde se requiere de una reserva dinámica de reactivos de aproximadamente 9.3 MVar. Bajo estas condiciones la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales Curillinque, Cipreses e Isla.

Tabla 4.119. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur 154 kV E5 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																		
Falla Elemento	HP CURILLINQUE U1		HP ISLA U1		ATR ALTO JAHUEL 225/161/69kV 100MVA N6		ATR ITAHUE 225/161/69kV 300MVA N4		TR TINGUIRIRICA 220/154/66kV 300MVA		Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1_a		Tap Nueva Malloa - Tinguiririca 154 kV C1		Tinguiririca - Convento Viejo 154kV C2		Itahue - Tap Teno 154 kV C1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE CIPRESSES U1	0.0	-2%	-0.1	6%	0.1	10%	1.2	13%	0.2	11%	0.0	10%	0.0	8%	0.1	8%	0.0	-2%
HP CURILLINQUE U1			-0.4	30%	0.2	24%	2.9	31%	0.5	27%	0.0	23%	0.1	20%	0.2	19%	0.0	-4%
HP ISLA U1	0.0	-3%			0.1	15%	1.8	19%	0.3	17%	0.0	14%	0.1	12%	0.1	12%	0.0	-3%
HP ISLA U2	0.0	-3%	-0.1	9%	0.1	15%	1.8	19%	0.3	17%	0.0	14%	0.1	12%	0.1	12%	0.0	-3%
HP LIRCAY U1	-0.3	22%	-0.1	11%	0.0	7%	0.5	6%	0.1	5%	0.0	7%	0.0	9%	0.1	10%	0.0	22%
HP MARIPOSAS U1	-0.1	10%	-0.1	5%	0.0	3%	0.2	3%	0.0	2%	0.0	3%	0.0	4%	0.0	5%	0.0	10%
HP PROVIDENCIA U1	-0.2	15%	-0.1	7%	0.0	5%	0.3	4%	0.1	4%	0.0	5%	0.0	6%	0.1	7%	0.0	15%
HP SAN IGNACIO U1	-0.4	33%	-0.2	17%	0.1	11%	0.9	10%	0.2	10%	0.0	12%	0.1	14%	0.2	15%	0.0	26%
TER CELCO U1	-0.1	7%	0.0	4%	0.0	3%	-0.2	-2%	0.0	2%	0.0	3%	0.0	3%	0.0	3%	0.0	7%
TER NUEVA ALDEA U1	-0.1	6%	0.0	3%	0.0	2%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	2%	0.0	3%	0.0	3%	0.0	11%
TER NUEVA ALDEA U2	-0.1	5%	0.0	3%	0.0	2%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	2%	0.0	3%	0.0	3%	0.0	9%
TER VIÑALES U1	-0.1	11%	-0.1	6%	0.0	5%	-0.3	-3%	0.1	3%	0.0	5%	0.0	6%	0.1	5%	0.0	12%
T_INTERNO	-1.3	100%	-1.2	100%	0.6	100%	9.3	100%	1.9	100%	-0.2	100%	0.5	100%	1.0	100%	0.1	100%

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea, en ella se observa que para la contingencia de los transformadores de Itahue, Tinguiririca y ATR Alto Jahuel 225/161/69kV, requieren un gran aporte de recursos externos a la subárea.

Tabla 4.120. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas										
Falla Transferencia	HP CURILLINQUE U1	HP ISLA U1	ATR ALTO JAHUEL 225/161/69kV 100MVA N6	ATR ITAHUE 225/161/69kV 300MVA N4	TR TINGUIRIRICA 220/154/66kV 300MVA	Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1_a	Tap Nueva Malloa - Tinguiririca 154 kV C1	Tinguiririca - Convento Viejo 154kV C2	Itahue - Tap Teno 154 kV C1	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	
T_INTERNO	-1.3	-1.2	0.6	9.3	1.9	-0.2	0.5	1.0	0.1	
154-500/220	-8.3	-7.4	-3.1	-3.6	-7.7	2.3	1.9	3.8	2.2	
TOTAL	-17.6	-8.6	-7.5	-4.3	-5.9	2.1	2.3	4.8	2.2	

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E3.

Para las barras más sensible al grupo completo de contingencias analizadas se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta, respecto de su tensión de servicio.

- S/E Linares 154 kV

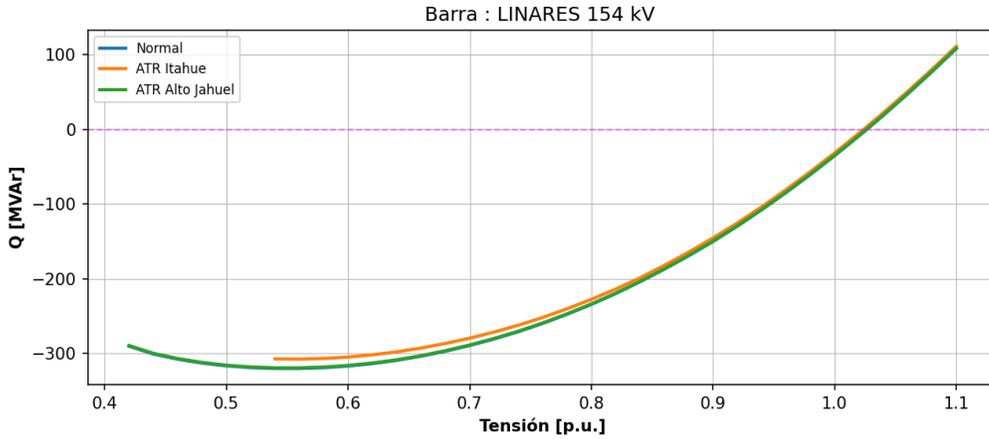


Figura 4.155. Curva QV en S/E Paine 154 kV en escenario E3.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.121. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paine 154 kV E5 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
01_Normal	1.026	0.93 - 1.07	0.56	-319.8
02_TR Itahue	1.024	0.90 - 1.10	0.56	-307.3
03_ATR Alto Jahuel	1.026	0.90 - 1.10	0.56	-319

De la tabla y gráfico anterior se puede observar que la tensión en la barra Linares 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

- S/E Alto Jahuel 154 kV

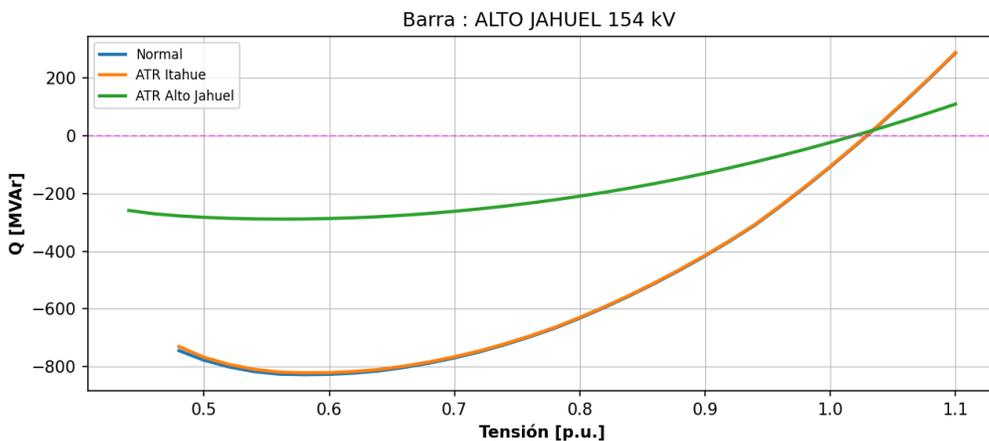


Figura 4.156. Curva QV en S/E Paine 154 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.122. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paine 154 kV E5 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
01_Normal	1.029	0.93 - 1.07	0.58	-828
02_TR Itahue	1.029	0.90 - 1.10	0.58	-821
03_ATR Alto Jahuel	1.019	0.90 - 1.10	0.56	-289

De la tabla y gráfico anterior se puede observar que la tensión en la barra Paine 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Sin embargo, se puede observar que ante la contingencia del transformador ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100MVA, el margen de reactivos se reduce significativamente en comparación con los demás casos analizados.

4.5.4.3 Análisis de Resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias (escenario base E6 demanda mínima).

a) Descripción del Escenario E5

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- HE Ancoa U1
- Cipreses
- Isla
- Curillinque
- Lircay
- Providencia
- San Ignacio

Los despachos de potencia activa y reactiva para las principales centrales de la zona en estado de operación normal, se encuentran en la sección de anexos.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E5

El siguiente gráfico muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la subárea, en condiciones de operación normal y en condiciones de operación post contingencia.

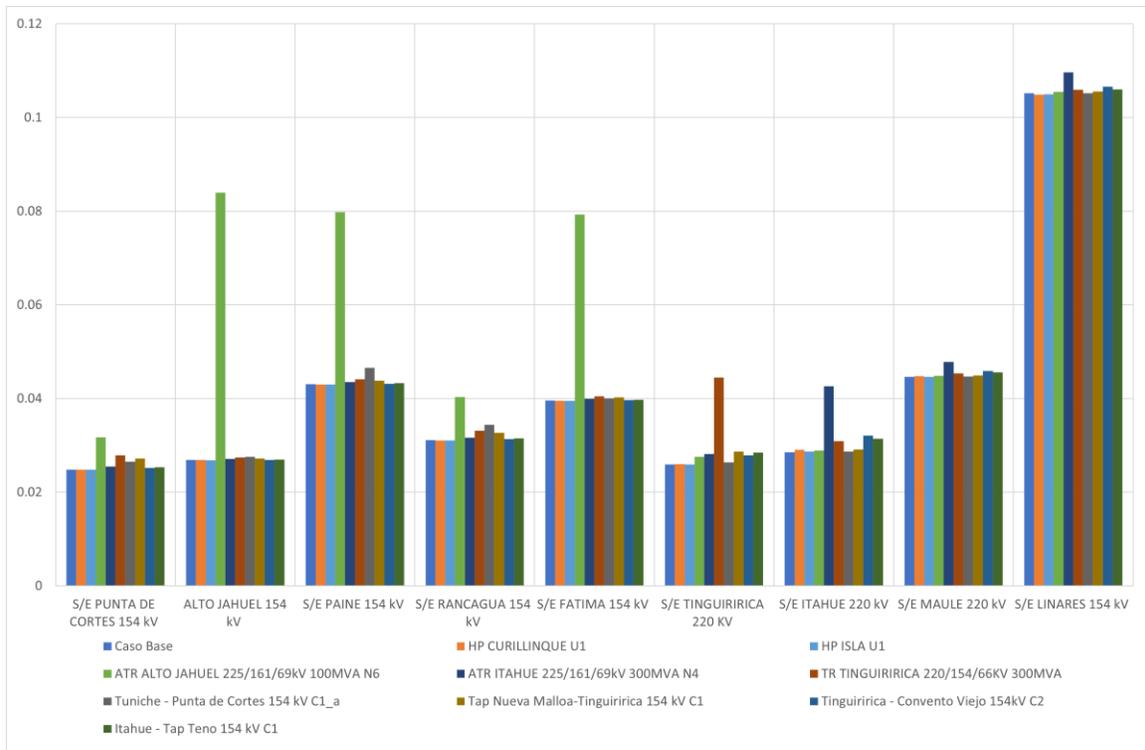


Figura 4.157. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E6 (Subárea 154 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra más sensible ante variaciones de la potencia reactiva en los casos de pre y post contingencia es la barra de S/E Linares 154 kV.

De igual manera que en el escenario E3, se puede observar que la mayor variación de sensibilidad en estado de post contingencia en comparación con estado normal ocurre en la barra Alto Jahuel 154 kV, lo anterior producto de la pérdida del transformador ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100 MVA de la propia subestación.

Las tensiones del sistema 154 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

c) Tensiones Escenario E5

A continuación, se presentan las tensiones pre y post contingencia para las S/E más relevantes.

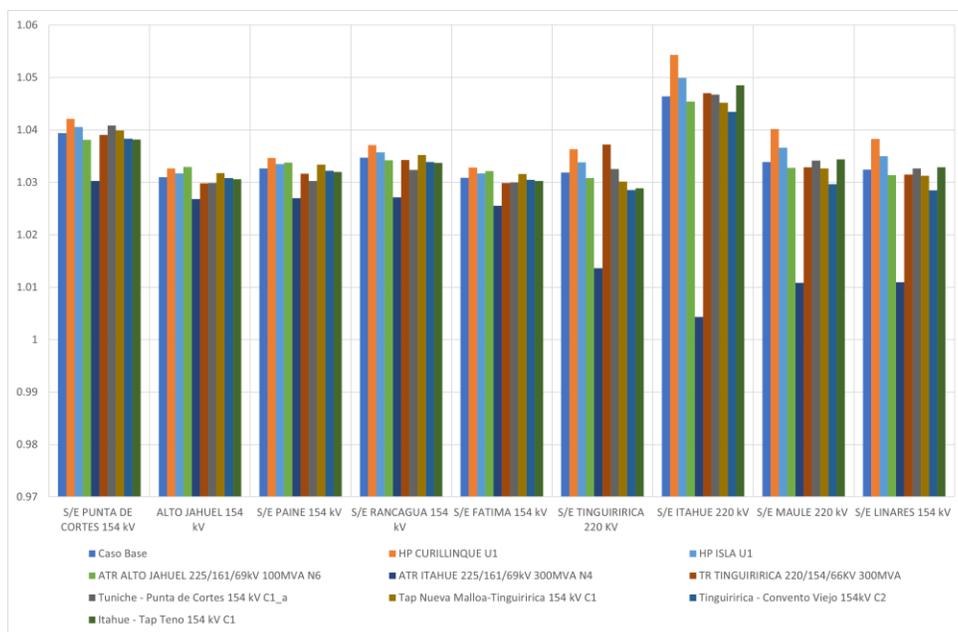


Figura 4.158. Tensión en barras ACT Centro-Sur E6 (Subárea 154 kV).

d) Determinación de reserva de Potencia Reactiva Escenario E5

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por la diferencia entre los montos de generación de potencia reactiva de régimen permanente entre los estados de pre y post contingencia de los diferentes recursos de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos de control de tensión inyecten reactivos, mientras que en color rojo las se destacan las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En ellas se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subárea analizada, la contingencia que genera los mayores requerimientos de inyección de reactivos corresponde a la falla del transformado ATR Itahue 225/161/69kV 300MVA, requiriendo una reserva dinámica interna de aproximadamente 42.5 MVA_r. Bajo estas condiciones la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales Isla, Curillinque y San Ignacio.

En la siguiente tabla se muestra el aporte dinámico de los recursos internos de la subárea, para las distintas contingencias estudiadas en el escenario de demanda mínima analizado:

Tabla 4.123. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur 154 kV E6 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																		
Falla Elemento	HP CURILLINQUE U1		HP ISLA U1		ATR ALTO JAHUEL 225/161/69kV 100MVA N6		ATR ITAHUE 225/161/69kV 300MVA N4		TR TINGUIRIRICA 220/154/66KV 300MVA		Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1_a		Tap Nueva Malloa- Tinguiririca 154 kV C1		Tinguiririca - Convento Viejo 154kV C2		Itahue - Tap Teno 154 kV C1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE ANCOA U1	-0.8	9%	-0.4	7%	0.1	10%	3.0	7%	0.1	80%	0.0	8%	0.2	10%	0.6	12%	-0.1	3%
HE CIPRESES U1	-0.8	9%	-0.4	8%	0.1	6%	3.4	8%	0.0	28%	0.0	7%	0.1	6%	0.2	5%	-0.2	9%
HE CIPRESES U2	-0.8	9%	-0.4	8%	0.1	6%	3.4	8%	0.0	28%	0.0	7%	0.1	6%	0.2	5%	-0.2	9%
HE CIPRESES U3	-0.8	10%	-0.5	10%	0.1	7%	4.0	10%	-0.1	34%	0.0	8%	0.1	7%	0.3	6%	-0.2	11%
HP CURILLINQUE U1			-1.7	25%	0.2	14%	8.7	20%	-0.1	72%	-0.1	17%	0.3	15%	0.6	13%	-0.4	23%
HP ISLA U1	-1.2	13%			0.1	8%	5.1	12%	-0.1	43%	0.0	10%	0.1	9%	0.4	7%	-0.3	14%
HP ISLA U2	-1.2	13%	-0.6	12%	0.1	8%	5.1	12%	-0.1	43%	0.0	10%	0.1	9%	0.4	7%	-0.3	14%
HP LIRCAY U1	-0.7	8%	-0.3	7%	0.1	9%	3.0	7%	0.1	79%	0.0	7%	0.1	8%	0.5	11%	-0.1	3%
HP PROVIDENCIA U2	-0.5	6%	-0.2	4%	0.1	6%	2.1	5%	0.1	53%	0.0	5%	0.1	6%	0.3	7%	0.0	2%
HP SAN IGNACIO U1	-1.0	11%	-0.4	9%	0.2	11%	4.1	10%	0.1	62%	0.0	9%	0.2	11%	0.6	12%	-0.1	7%
TER LICANTEN U1	-0.3	4%	-0.2	3%	0.0	3%	1.6	4%	0.0	-7%	0.0	4%	0.1	3%	0.2	3%	-0.1	4%
TER NUEVA ALDEA U1	-0.1	1%	0.0	1%	0.0	2%	-0.4	-1%	0.0	9%	0.0	1%	0.0	2%	0.1	2%	0.0	0%
TER NUEVA ALDEA U2	-0.1	1%	0.0	1%	0.0	2%	-0.3	-1%	0.0	8%	0.0	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.0	0%
TER VIÑALES U1	-0.6	7%	-0.3	5%	0.1	9%	-0.5	-1%	0.1	63%	0.0	6%	0.1	8%	0.4	9%	0.0	1%
T_INTERNO	-9.1	100%	-4.9	100%	1.5	100%	42.5	100%	0.2	100%	-0.4	100%	1.7	100%	4.8	100%	-1.9	100%

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea, en ella se observa que para la contingencia de los transformadores de Itahue, requiere un gran aporte de recursos externos a la subárea.

Tabla 4.124. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas									
Falla Transferencia	HP CURILLINQUE U1	HP ISLA U1	ATR ALTO JAHUEL 225/161/69kV 100MVA N6	ATR ITAHUE 225/161/69kV 300MVA N4	TR TINGUIRIRICA 220/154/66KV 300MVA	Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1_a	Tap Nueva Malloa- Tinguiririca 154 kV C1	Tinguiririca - Convento Viejo 154kV C2	Itahue - Tap Teno 154 kV C1
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	-9.1	-4.9	1.5	42.5	0.2	-0.4	1.7	4.8	-1.9
154-500/220	-22.1	-9.7	-8.7	-28.4	-1.6	3.1	2.8	1.9	1.8
TOTAL	-31.2	-14.6	-7.2	14.1	-1.5	2.7	4.3	6.7	-0.6

e) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E5.

Para las barras más sensible al grupo completo de contingencias analizadas se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta, respecto de su tensión de servicio.

- S/E Linares 154 kV

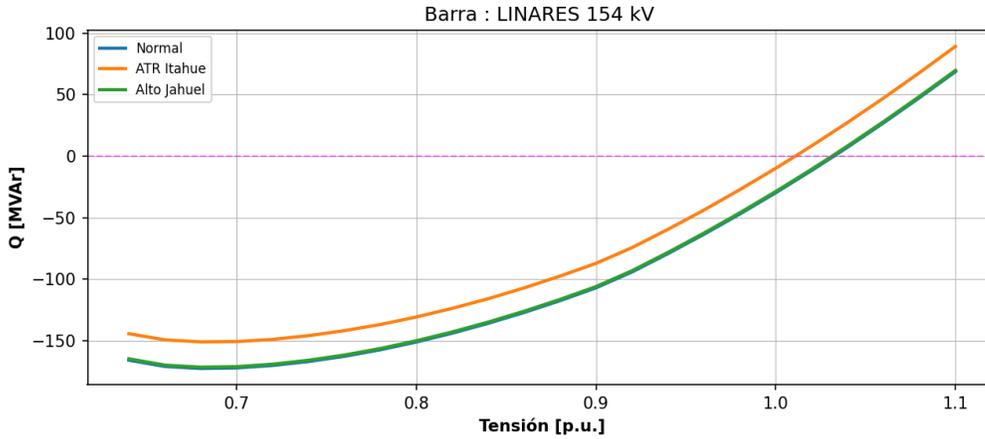


Figura 4.159. Curva QV en S/E Paine 154 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.125. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paine 154 kV E5 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
01_Normal	1.032	0.93 - 1.07	0.68	-172
02_TR Itahue	1.011	0.90 - 1.10	0.68	-151
03_ATR AJhuel	1.031	0.90 - 1.10	0.68	-171

De la tabla y gráfico anterior se puede observar que la tensión en la barra Linares 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

- S/E Alto Jahuel 154 kV

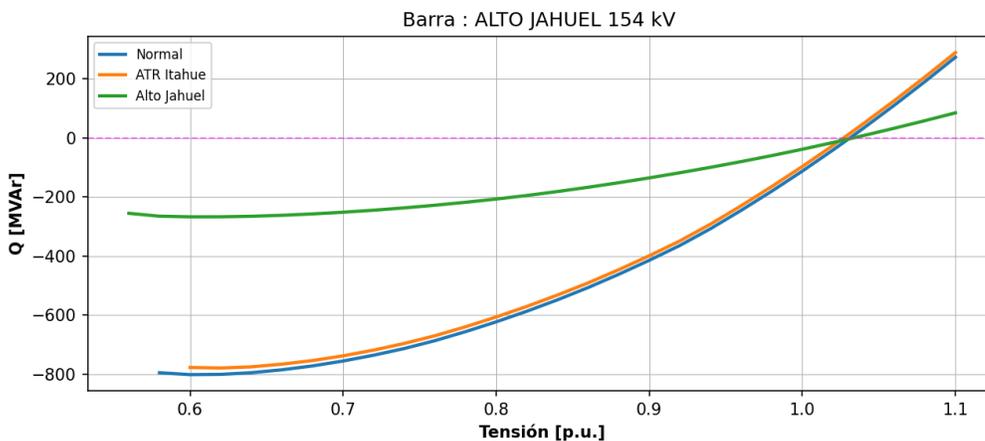


Figura 4.160. Curva QV en S/E Paine 154 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.126. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paine 154 kV E5 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
01_Normal	1.008	0.93 - 1.07	0.56	-489.2
02_ATR AJhuel 220 kV	0.970	0.90 - 1.10	0.58	-183.6
03_ATR Itahue 220kV	1.006	0.90 - 1.10	0.56	-478.4

De la tabla y gráfico anterior se puede observar que la tensión en la barra Paine 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

4.5.4.4 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para el escenario E6 en el que se obtuvieron los mayores requerimientos tanto de inyección como de absorción de potencia reactiva de la subárea, se simuló la aplicación de la contingencia que derivó dichos requerimientos. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para las contingencias, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.127. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro-Sur, subárea de 154 kV.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión				Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \xi \geq 5\%$?		$\angle \text{Dif. Ang. } S 120^\circ$?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.7$ p.u. ?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	
Desconexión ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100MVA	E2	Puente Negro - Tinguiririca 220kV C2	178.7	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Falla 2F-T Punta de Cortés - Tinguiririca 154kV C1	E2	Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2	145.7	✓	✓	✓	✓	✓	✓	

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más crítica de la subárea se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

4.5.4.5 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea 154 kV del Área de CT Centro - Sur respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más exigentes. La tabla

muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, además de una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.128. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de 154 kV del ACT Centro - Sur

Caracterización	Requerimiento dinámico de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E5	E2
Demanda de la zona (MW)	515	1242
Generación de la zona (MW)	1263	1614
Contingencia más crítica en la zona	ATR Itahue 225/161/69kV 100MVA	HP Curillinque U1
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	42.5	-13.6
Distribución	Curillinque U1: 20% Isla U1: 12% Isla U2: 12% San Ignacio U1: 10% Cipreses U3: 10% Cipreses U2: 8% Cipreses U1: 8% Ancoa U1: 7% Lircay U1: 7%	Isla U1: 30% Isla U2: 30% San Ignacio U1: 8% Ancoa U1: 7% Cipreses U1: 6% Cipreses U2: 5%

Para los escenarios de la subárea 154 kV, en la siguiente figura se resumen las sensibilidades $dV_{barra} / dQ_{Recursoj}$ para las principales barras en condiciones de Operación Normal.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

En la siguiente figura se observa que, para el sistema 154 kV en los escenarios más exigentes de inyección y absorción de potencia reactiva.

Por otro lado, dentro del grupo de recursos internos de CT los que entregan una mayor efectividad en las distintas barras del sistema 154 kV, son las Centrales Ancoa, Convento Viejo, San Ignacio, Licanten y Lircay.

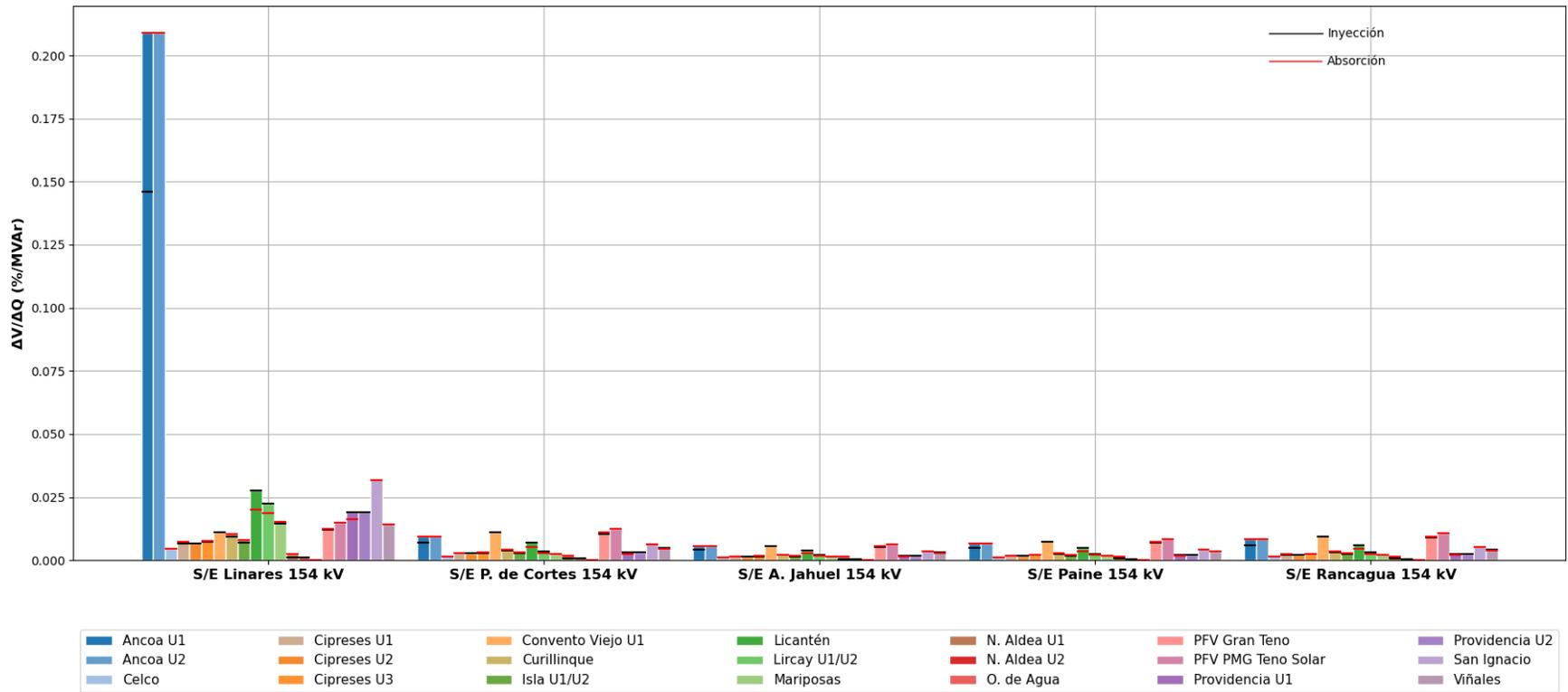


Figura 4.161. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub-ACT Centro-Sur – 154 kV.

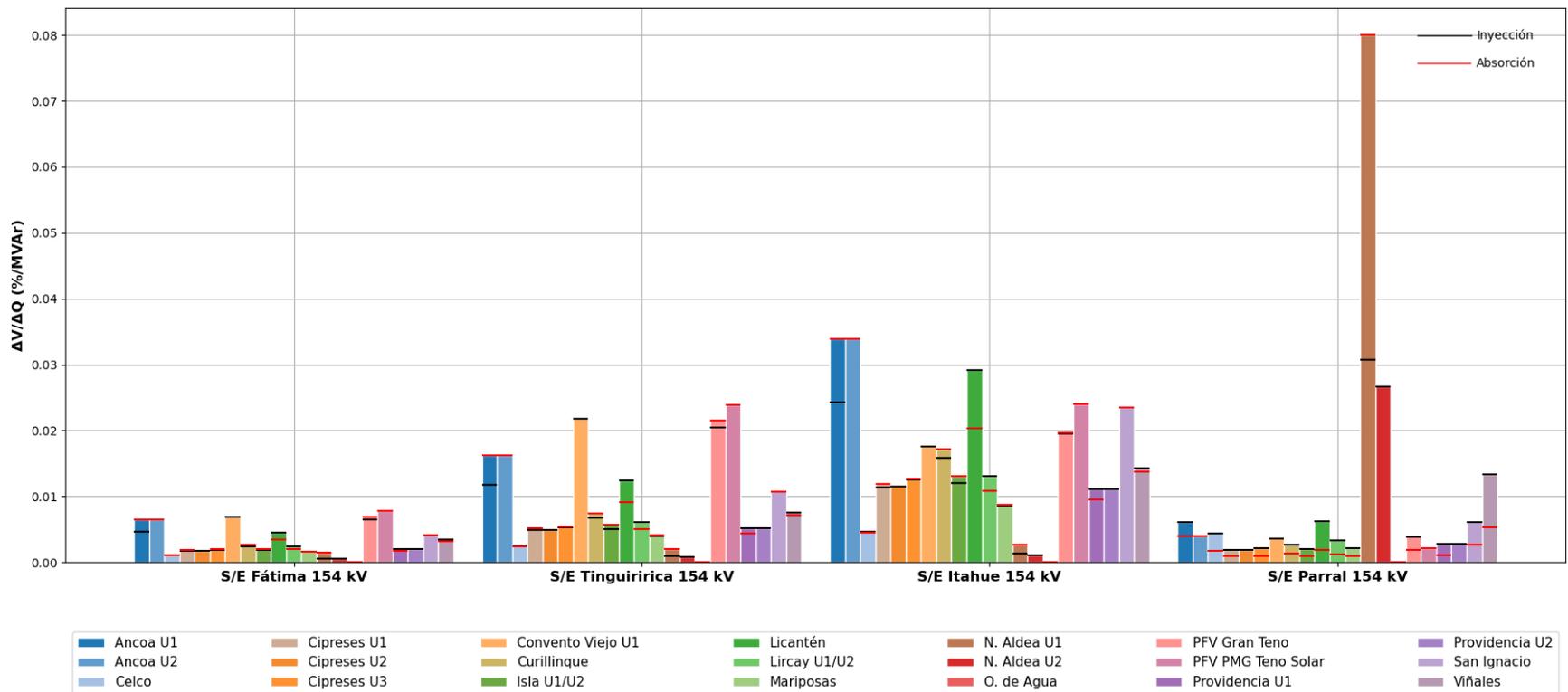


Figura 4.162. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub-ACT Centro-Sur – 154 kV.

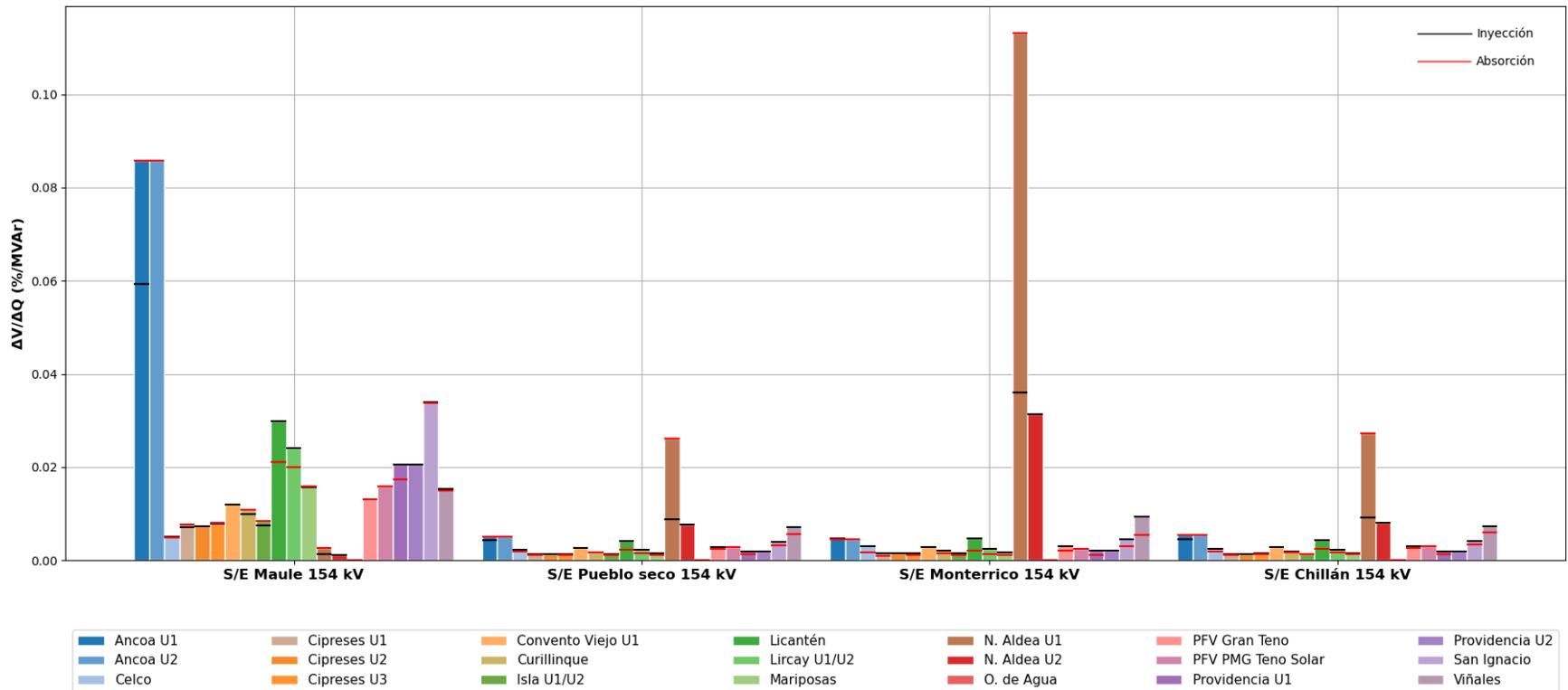


Figura 4.163. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub-ACT Centro-Sur – 154 kV.

4.5.5 Subárea Concepción

4.5.5.1 Escenarios analizados

En esta subárea los principales recursos de control de tensión para el horizonte de análisis bajo estudio corresponden a las centrales generadoras de las centrales térmicas MAPA, Coronel, Arauco, Escuadrón, y Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower), mientras que el resto del soporte reactivo proviene desde S/E Charrúa.

4.5.5.2 Análisis de Resultados Escenario E3

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

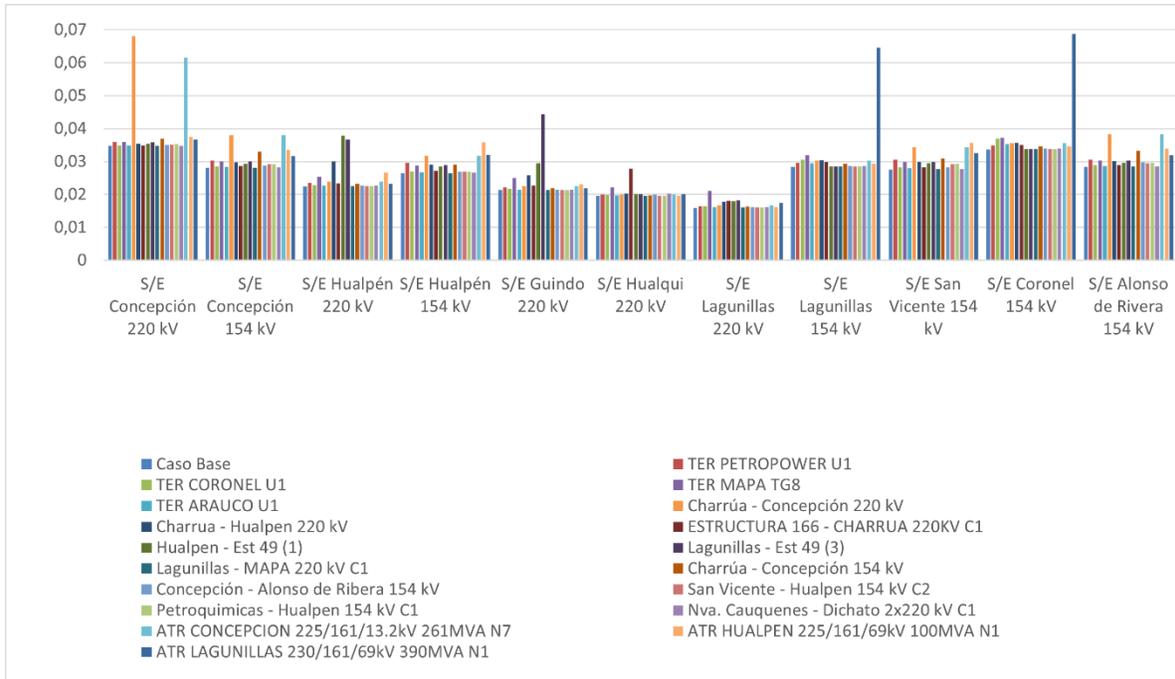
Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- TER Arauco U1
- TER Escuadrón U1
- TER Petropower U1
- TER Coronel U1
- TER MAPA TG7
- TER MAPA TG8
- BC CONCEPCION 13.2kV CE1 1x20MVAR
- BC CORONEL 13.8kV CCE1 1x5MVAR
- BC CORONEL 13.8kV CCE2 1x5MVAR
- BC CORONEL 13.8kV CCE3 1x5MVAR
- BC CORONEL 13.8kV CCE4 1x5MVAR
- BC CORONEL 66kV BCE 1x10MVAR
- BC EJERCITO 15kV CE1 2x2.5MVAR
- BC LEBU 66kV CE 3x0.834MVAR
- BC PETROPOWER 20kV 52C 3x8.33MVAR
- BC SAN VICENTE 13.2kV CE2 1x8.3MVAR
- BC SAN VICENTE 154kV ACE1 1x40MVAR
- CCEE Moly-Cop 1x4 MVar

El detalle de los despachos de las centrales de generación se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la subárea Concepción, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.



En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia, la barra más sensible ante variaciones de la potencia reactiva es la barra Concepción 220kV. Para esta barra la contingencia más crítica es la falla de la línea Charrúa – Concepción 220kV con la que se produce la pérdida de recursos externos provenientes de la subárea 500/220.

Las tensiones del sistema de Concepción pre y post contingencia en p.u. base 220kV y 154kV se presentan a continuación:

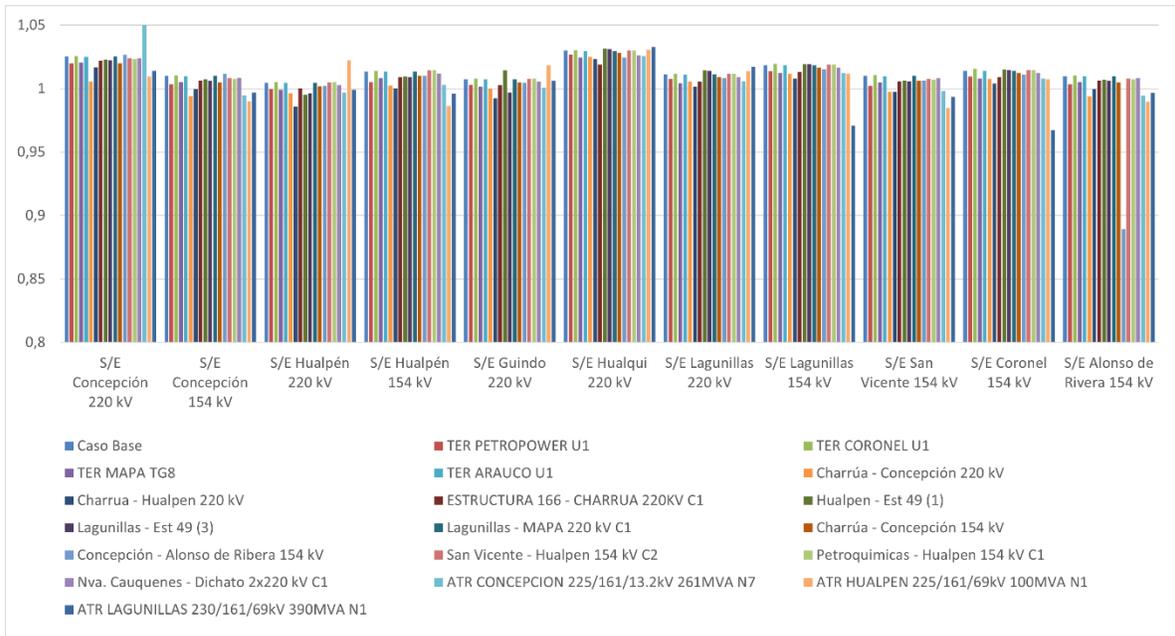


Figura 4.165. Tensión en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E3.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determina mediante la diferencia entre los montos de generación de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia de los recursos de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Elemento	Falla	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																		
		TER PETROPOWER UI	TER CORONEL UI	TER MAPA TG8	TER ARAUCO UI	Charrúa - Concepción 220 kV	Charrúa - Hualpén 220 kV	Charrúa - Hualqui 220 kV	Hualpén - Guindo 220 kV	Lagunillas - Guindo 220 kV	Lagunillas - MAPA 220 kV	Charrúa - Concepción 154 kV	Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	San Vicente - Hualpén 154 kV	Petroquímica - Hualpén 154 kV	Dichato - Hualqui 220 kV	ATR CONCEPCIÓN N 220/154 kV	ATR HUALPEN 220/154 kV	ATR LAGUNILLAS 220/154 kV																	
TER ARAUCO UI	0,81	4,52	-1,17	8,29	0,73	4,55	1,1	0,8	2,24	1,2	2,22	0,8	3,29	-1,11	2,51	-1,1	3,59	10,0	3,42	0,2	2,22	0,4	2,22	0,0	4,51	-3,0	4,51	0,2	2,22	0,7	2,22	0,81	4,52	15,41	8,33	
TER CORONEL UI	1,13	8,2	0,0	7,2	1,13	10,2	0,0	7,2	1,13	7,2	1,13	8,2	0,0	7,2	0,0	8,2	0,0	8,2	0,0	8,2	0,0	8,2	0,0	8,2	0,0	8,2	0,0	8,2	0,0	8,2	1,13	8,2	11,2	10,2	11,2	10,2
TER ESCUADRÓN UI	1,2	10,2	-0,8	10,2	1,2	10,2	0,0	4,51	1,2	7,2	2,3	8,2	1,0	4,51	-1,1	2,22	0,2	4,51	0,0	8,2	0,4	8,2	0,0	10,2	0,4	8,2	0,4	8,2	1,2	10,2	1,2	10,2	1,2	10,2	1,2	10,2
TER MAPA TG7	4,5	38,5	-0,8	33,5	9,0	64,5	0,0	39,5	7,5	32,5	19,5	34,5	7,9	39,5	-1,1	8,2	1,5	34,5	0,0	33,5	2,3	33,5	4,0	38,5	-0,8	38,5	-0,8	38,5	9,0	39,5	6,5	39,5	-3,3	33,5	-7,9	33,5
TER MAPA TG8	5,2	41,2	-0,8	36,2	0,2	43,2	0,2	43,2	8,7	39,2	14,5	38,2	8,8	43,2	-0,8	8,2	1,5	38,2	0,0	36,2	3,0	38,2	4,2	40,2	-0,8	39,2	-0,8	39,2	0,2	43,2	8,1	39,2	-3,8	36,2	-8,8	36,2
TER PETROPOWER UI	0,81	4,52	-1,17	8,29	0,73	4,55	1,1	0,8	2,24	1,2	2,22	0,8	3,29	-1,11	2,51	-1,1	3,59	10,0	3,42	0,2	2,22	0,4	2,22	0,0	4,51	-3,0	4,51	0,2	2,22	0,7	2,22	0,81	4,52	15,41	8,33	
T_INTERNO	12,5	100,2	-1,8	100,2	14,1	100,2	0,6	100,2	23,6	100,2	37,0	100,2	20,0	100,2	-7,9	100,2	-6,3	100,2	0,0	100,2	7,9	100,2	11,7	100,2	-1,1	100,2	-1,4	100,2	7,3	100,2	22,0	100,2	6,3	100,2	10,2	

Tabla 4.129. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Concepción, escenario E3 para diversas contingencias.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de absorción de potencia reactiva es la desconexión de la línea Hualpén – Guindo 220 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de aproximadamente -7,9 MVar, los que son aportados principalmente por las centrales MAPA TG7, MAPA TG8 y Petropower.

Por otra parte, la contingencia que implica el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva corresponde a la falla en la línea Charrúa – Hualpén 220 kV, imponiendo un requerimiento de 37 MVar, aportados por todas las centrales despachadas en el área (Arauco, Coronel, Escuadrón, MAPA TG7, MAPA TG8 y Petropower).

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea de Concepción, en ella se puede observar que existe un soporte externo importante de potencia reactiva, principalmente desde la subárea 500/220 kV para la falla en la línea Charrúa – Hualpén 220 kV.

Tabla 4.130. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E3.

Falla Gen	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																	
	TER PETROPOWER UI	TER CORONEL UI	TER MAPA TG8	TER ARAUCO UI	Charrúa - Concepción 220 kV	Charrúa - Hualpén 220 kV	Charrúa - Hualqui 220 kV	Hualpén - Guindo 220 kV	Lagunillas - Guindo 220 kV	Lagunillas - MAPA 220 kV	Charrúa - Concepción 154 kV	Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	San Vicente - Hualpén 154 kV	Petroquímica - Hualpén 154 kV	Dichato - Hualqui 220 kV	ATR CONCEPCIÓN ION	ATR HUALPEN 225/161/AS	ATR LAGUNILLAS
T_INTERNO	12,5	-1,8	14,1	0,6	23,6	37,0	20,0	-7,9	-6,3	0,0	7,9	11,7	-1,1	-1,4	7,3	22,0	6,3	10,2
CS-Conc	14,2	-1,9	-0,5	-0,8	-13,4	-30,1	-20,9	8,0	7,9	0,2	-0,8	12,3	1,8	2,5	-7,3	-12,0	4,2	12,1
TOTAL	26,7	-3,7	13,6	-0,2	10,2	6,9	-0,9	0,1	1,6	0,2	7,1	24,0	0,6	1,1	0,0	10,0	10,5	22,3

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para las barras más sensibles se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta.

- S/E Concepción 220 kV

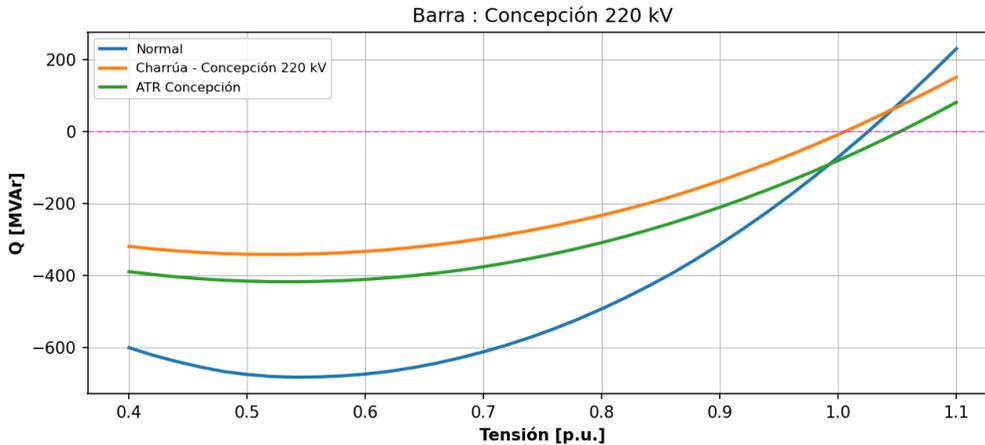


Figura 4.166. Curvas Q-V en S/E Concepción 220kV, escenario E3.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.131. Descripción resultados Curva Q-V S/E Concepción 220kV, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Caso Base	0,98	0,9 – 1,1	0,4	-600
Charrúa - Concepción 220kV	1,0	0,9 - 1,1	0,4	-300

De la tabla y gráfico anterior, se puede observar que las tensiones en la barra Concepción 220 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Además, se aprecia que se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

4.5.5.3 Análisis de resultados Escenario E4

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- TER Arauco U1
- TER Coronel U1
- TER Escuadrón U1
- TER Mapa TG7
- TER Mapa TG8
- BC CONCEPCION 13.2kV CE1 1x20MVAR
- BC CORONEL 66kV BCE 1x10MVAR
- BC EJERCITO 15kV CE1 2x2.5MVAR

- BC LEBU 66kV CE 3x0.834MVAR
- BC LEBU 66kV CE 3x0.834MVAR (1)
- BC PETROPOWER 20kV 52C 3x8.33MVAR
- BC SAN VICENTE 154kV ACE1 1x40MVAR

El detalle de los despachos de las centrales de generación se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para las distintas barras de la subárea Concepción, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

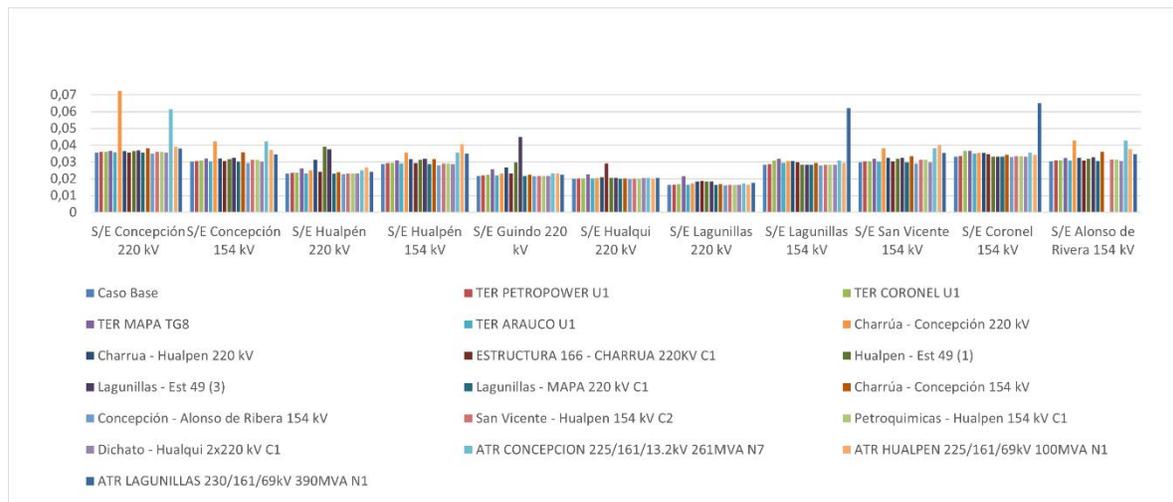


Figura 4.167. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E4.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia, la barra más sensible ante variaciones de la potencia reactiva son las barras Concepción 220 kV donde la contingencia que genera la mayor sensibilidad en esta barra es la falla de la línea Charrúa – Concepción 220kV.

Las tensiones del sistema Concepción pre y post contingencia en p.u. base 220kV y 154kV se presentan a continuación:

Por otra parte, la contingencia que implica el mayor requerimiento de absorción de potencia reactiva corresponde a la falla en la línea Concepción – Alonso de Ribera 154 kV, imponiendo un requerimiento de -14.2 MVar, aportados principalmente por las centrales MAPA TG7 y MAPA TG8.

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea de Concepción.

Tabla 4.133. Requerimientos internos y aportes externos para Diversas Contingencias en escenario E4.

Falla Gen	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																	
	TER PETROPO WER U1	TER CORONEL U1	TER MAPA TG8	TER ARAUCO U1	Charrúa - Concepción 220 kV	Charrúa - Hualpen 220 kV	Charrúa - Hualqui 220 kV	Hualpen - Guindo 220 kV	Lagunilla s - Guindo 220 kV	Lagunilla s - MAPA 220 kV	Charrúa - Concepción 154 kV	Concepción - Alonso 154 kV	San Vicente - Hualpen 220 kV	Petroqui micas - Hualpen 220 kV	Dichato - Hualqui 220 kV	ATR CONCEPC ION	ATR HUALPEN 225/161/ AS	ATR LAGUNILL AS
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERN	14,4	2,2	-1,4	3,6	11,8	27,6	19,8	4,4	5,0	0,2	4,9	-14,2	-0,2	-0,2	3,8	19,2	3,0	10,0
CS-Concep	13,6	-1,2	-16,4	2,5	-1,9	22,6	26,7	6,2	10,4	0,1	5,7	-7,0	0,8	0,7	5,9	7,3	10,7	7,0
TOTAL	28,0	1,0	-17,9	6,1	9,9	50,2	-6,8	10,6	15,3	0,2	10,6	-21,1	0,7	0,5	9,7	26,6	13,7	17,1

c) Determinación de la curva Q-V en las Barras más débil

Para la barra más sensible se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y en estado de alerta.

- S/E Concepción 220 kV

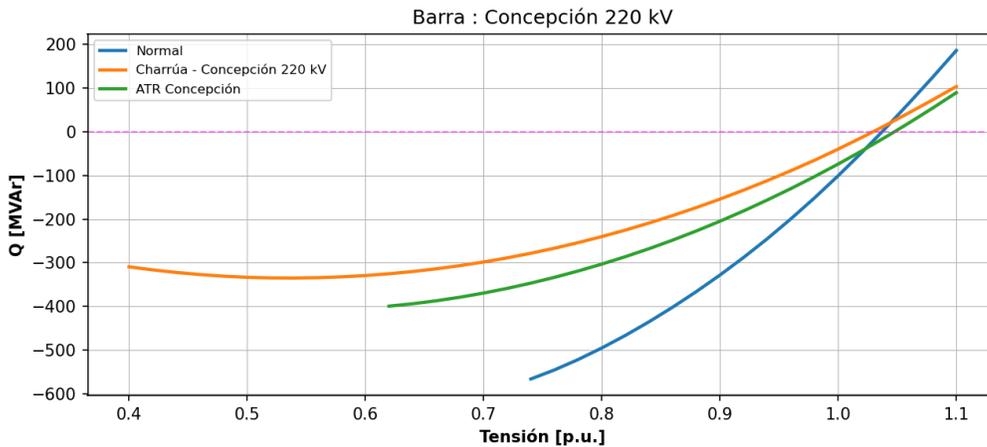


Figura 4.169. Curvas Q-V en S/E Concepción 220 kV, escenario E4.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.134. Descripción resultados Curva Q-V S/E Concepción 220 kV subárea Concepción, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1,04	0,9 – 1,1	0,75	-550
Charrúa - Concepción 220kV C1	1,025	0,9 – 1,1	0,4	-300

De la tabla y gráfico anterior, se puede observar que las tensiones en la barra Concepción 220 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables.

Además, se aprecia que se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

4.5.5.4 Análisis de Resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

En este escenario considera el aporte base de los siguientes elementos de inyección o absorción de reactivos:

- TER Arauco U1
- TER Coronel U1
- TER Escuadrón U1
- TER Mapa TG7
- TER Mapa TG8
- BC CORONEL 66kV BCE 1x10MVAR
- BC LEBU 66kV CE 3x0.834MVAR
- BC LEBU 66kV CE 3x0.834MVAR (1)
- CCEE Moly-Cop 1x4 MVar

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para las distintas barras de la subárea Concepción en condiciones de operación normal y en condiciones post contingencia.

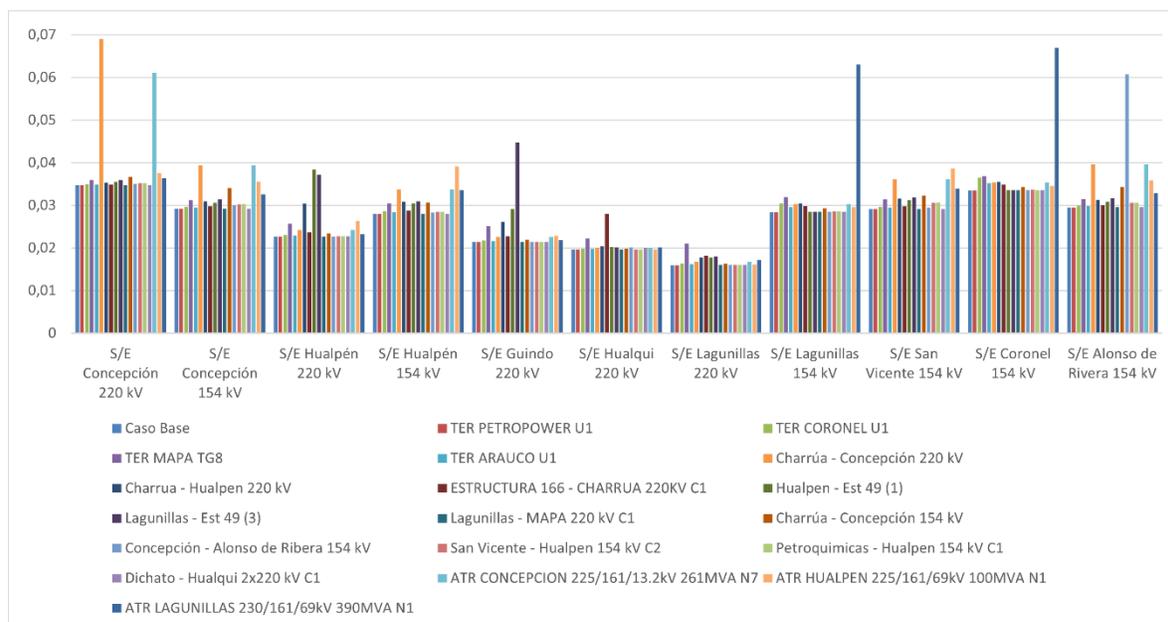


Figura 4.170. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E5.

En el gráfico anterior se observa que, en operación normal y post contingencia, la barra más sensible ante variaciones de la potencia reactiva es la barra Concepción 220 kV, donde la contingencia que genera la mayor sensibilidad en esta barra es la falla de la línea Charrúa – Concepción 220 kV.

b) Tensiones Escenario E5

A continuación, se presentan las tensiones pre y post contingencia para las SS/EE más relevantes.

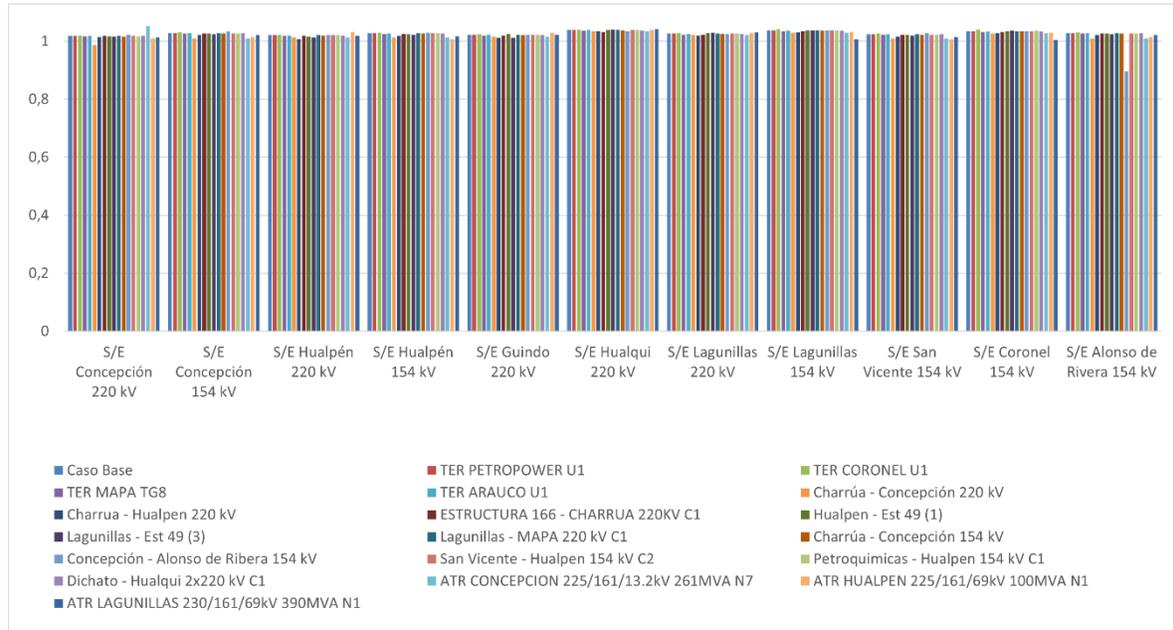


Figura 4.171. Tensión en barras ACT Centro-Sur subárea Concepción E5.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó mediante la diferencia entre los montos de generación de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Tabla 4.135. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Concepción, escenario E5 para diversas contingencias.

Elemento	TER PETROPOWER U1		TER CORONEL U1		TER MAPA TG8		TER ARAUCO U1		Charrúa - Concepción 220 kV		Charrúa - Hualpén 220 kV		Charrúa - Hualqui 220 kV		Lagunillas - Guindo 220 kV		Lagunillas - MAPA 220 kV		Charrúa - Concepción 154 kV		Concepción - Alonso de Ribera 154 kV		San Vicente - Hualpén 154 kV		Petroquímicas - Hualpén 154 kV		Dichato - Hualpén 220 kV		ATR CONCEPCION 220/154 kV		ATR HUALPEN 220/154 kV		ATR LAGUNILLAS 220/154 kV					
	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]	Δ	[P]				
TER ARAUCO U1	0,01	42%	-0,3	32%	0,4	5%			1,0	5%	0,8	4%	0,3	3%	0,11	3%	-0,11	3%	0,0	42%	0,2	6%	-0,1	-3%	0,0	1%	-0,1	3%	0,0	3%	0,0	3%	0,0	3%	0,0	3%	0,0	3%
TER CORONEL U1	0,01	7%			0,7	12%	0,3	5%	1,9	9%	1,6	7%	0,6	6%	0,6	2%	-0,1	2%	0,0	-42%	0,2	6%	-0,1	-3%	-0,1	1%	-0,1	3%	0,0	3%	0,0	3%	0,0	3%	0,0	3%		
TER ESCUADRON U1	0,01	7%	-0,8	12%	0,6	10%	0,4	5%	2,1	10%	1,8	7%	0,8	5%	0,8	4%	-0,1	4%	0,0	-22%	0,2	6%	-0,2	-5%	0,0	1%	-0,1	3%	0,0	3%	0,0	3%	0,0	3%	0,0	3%		
TER MAPA TG8	0,01	36%	-2,8	36%	4,2	70%	0,9	36%	7,1	62%	6,1	36%	4,2	46%	-4,1	46%	-3,1	42%	0,0	36%	1,9	9%	-1,1	62%	-0,8	3%	-0,8	3%	0,0	3%	0,0	3%	0,0	3%	0,0	3%		
TER MAPA TG8	0,01	44%	-3,8	42%			0,8	41%	8,7	41%	9,3	44%	4,9	46%	-4,1	55%	-3,1	55%	0,0	44%	1,9	9%	-1,1	61%	-0,8	3%	-0,8	3%	0,0	3%	0,0	3%	0,0	3%	0,0	3%		
T_INTERNO	0,01	100%	-7,1	100%	6,0	100%	1,9	100%	21,1	100%	22,9	100%	0,6	100%	-3,0	100%	-6,5	100%	0,0	100%	3,3	100%	-2,1	100%	-0,7	100%	-1,0	100%	4,2	100%	19,7	100%	0,7	100%	1,9	100%		

La siguiente tabla presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea.

Tabla 4.136. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5.

Falla Gen	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																	
	TER PETROPO WER U1	TER CORONE L U1	TER MAPA TGR	TER ARAUCO U1	Charrúa - Concepción 220	Charrúa - Hualpen 220 kV	Charrúa - Hualqui 220 kV	Hualpen - Guindo 220 kV	Lagunilla s - Guindo	Lagunilla s - MAPA 220 kV	Charrúa - Concepción 154	Concepción - Alonso	San Vicente - Hualpen	Petroqui micas - Hualpen	Dichato - Hualqui 220 kV	ATR CONCEPC ION	ATR HUALPE N	ATR LAGUNIL LAS
	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR	Δ MVAR
T_INTERN	0,0	-7,1	6,0	1,9	21,1	22,5	10,6	-3,0	-6,9	0,0	3,3	2,1	-0,7	-1,0	4,2	19,7	0,7	1,9
CS-Conce	0,0	-9,0	-8,1	0,7	-16,9	-20,7	-10,5	4,8	9,2	0,2	-0,2	2,1	1,3	1,8	5,2	-15,6	4,6	4,9
TOTAL	0,0	-16,2	-2,1	2,6	4,2	1,8	0,1	1,8	2,3	0,2	3,1	4,3	0,5	0,8	9,4	4,1	5,3	6,8

d) Determinación de la curva Q-V en la barra más débil

Para la barra más sensible se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y en estado de alerta.

- S/E Concepción 220 kV

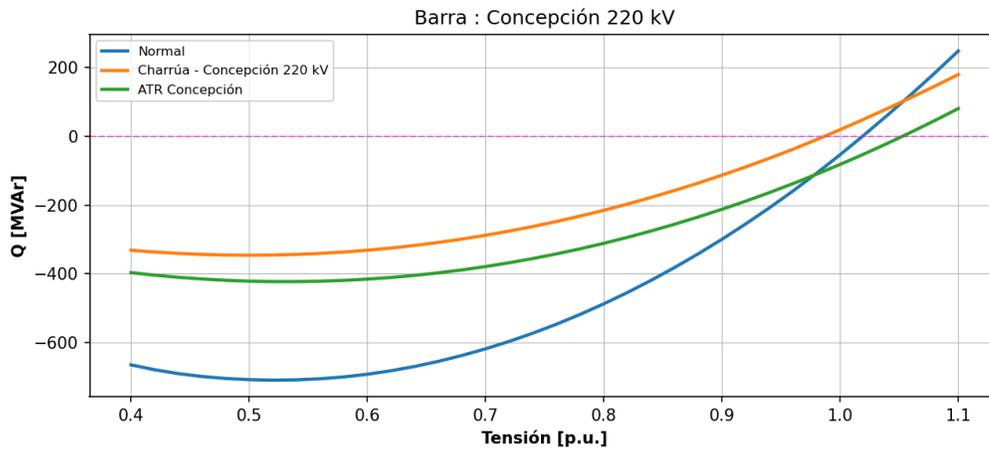


Figura 4.172. Curvas Q-V en S/E Concepción 220 kV, escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.137. Descripción resultados Curva Q-V S/E Concepción 220 kV subárea Concepción, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
Caso Base	0,2	0,9 - 1,1	0,4	-690
Charrúa - Concepción 220 kV	0,97	0,9 - 1,1	0,4	-300

De la tabla y gráfico anterior, se puede observar que las tensiones en la barra Concepción 220 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables.

4.5.5.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para los escenarios E3 y E4 en los cuales se obtuvieron los mayores requerimientos inyección y absorción de potencia reactiva de la subárea, se simuló la aplicación de las contingencias que derivó dichos requerimientos. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión

y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para las contingencias, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente

Tabla 4.138. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro-Sur, subárea Concepción.

Falla	Escenario	Factor de amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento tensión			Frecuencia
		Línea	Máxima transferencia post contingencia [MW]	$\varepsilon (\leq 5\%)$	Dif. Angular $\leq 120^\circ$	$V_{min} \geq 0.7$	$V > 0.8$ en 1 seg	V en $\pm 10\%$ en 20 s	$f \geq 48.3$
Charrúa – Hualpén 220 kV	E3	Charrúa – Hualpén 220 kV	325	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Concepción – Alonso de Ribera 154 kV	E4	Concepción – Alonso de Ribera 154 kV	128	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más crítica de la subárea se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

4.5.5.6 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la tabla siguiente se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea de Concepción del Área de CT Centro - Sur respecto de los requerimientos internos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más exigentes. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, junto con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.139. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de Concepción del ACT Centro - Sur

Caracterización	Requerimiento dinámico de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E3	E4
Demanda de la zona (MW)	604	574
Generación de la zona (MW)	197,5888	171,5418
Contingencia más crítica en la zona	Charrúa – Hualpén 220 kV	Concepción - Alonso de Ribera 154kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	37	-14.2

Distribución	TER MAPA TG7: 34% TER MAPA TG8: 39%	TER MAPA TG7: 36% TER MAPA TG8: 42%
---------------------	--	--

Para los escenarios de la subárea Concepción, en la siguiente figura se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras en condiciones de Operación Normal.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

En la siguiente figura se observa que, en el escenario más exigente en términos de requerimientos de potencia reactiva la central Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower) resulta ser el recurso más efectivo para controlar tensión en el sistema de transmisión comprendido entre las SS/EE de Concepción y Hualpén; entre las SS/EE Hualqui y Lagunillas la central más efectiva es MAPA TG8; mientras que en S/E Coronel los recursos de CT más efectivos en el CT son las centrales de Coronel y Arauco.

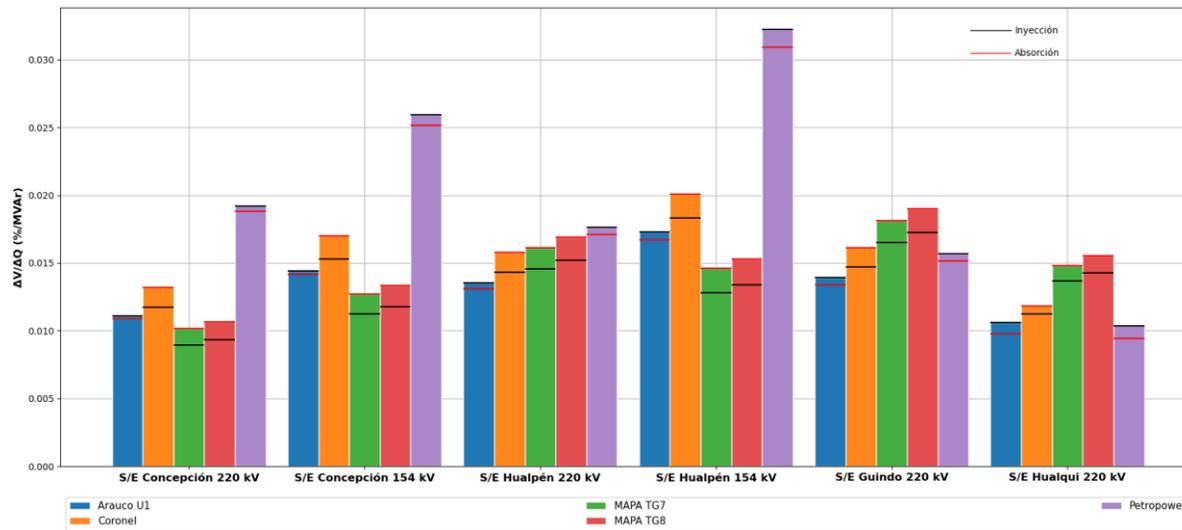


Figura 4.173. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub-ACT Centro-Sur – Concepción – 1.

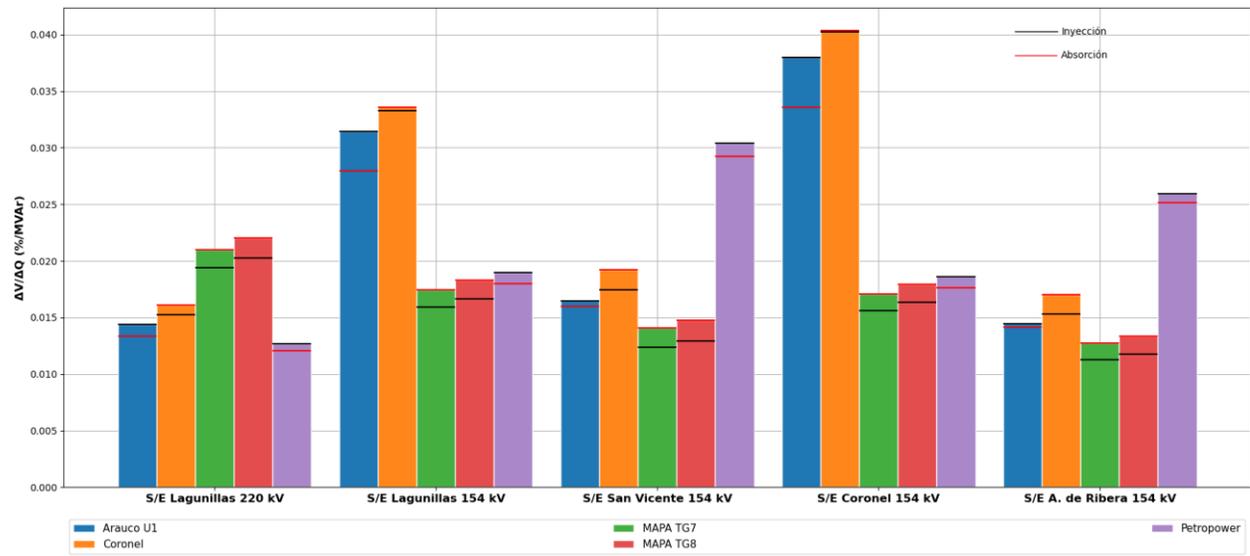


Figura 4.174. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub-ACT Centro-Sur – Concepción – 2.

4.6 Área de CT 5: Sur

4.6.1 Escenarios analizados

Los escenarios de operación utilizados para los análisis y las simulaciones de la zona Sur se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.140. Escenarios de operación para el análisis ACT 5.

Escenario	Consumo ACT (MW)	Generación ACT (MW)	Generación ERV ACT (MW)
E3	797.7	496.64	117.46
E4	1081	372	70
E5	319.5	186.9	24.2

Para los tres escenarios analizados se consideraron en servicio las siguientes obras de transmisión relevantes del ACT, de acuerdo con las fechas estimadas de puesta en servicio indicadas en el Punto 3.3.2:

- Nueva línea Tineo (Nueva Puerto Montt) – Nueva Ancud 2x220 kV, 2x1100MVA, el cual incluye un reactor en S/E Nueva Ancud 220kV de 50MVAR.
- Nueva Línea Chiloé – Gamboa 2x220 kV, 2x230MVA.
- Reactor Nueva Pichirropulli 220 kV, 50MVAR.

En esta ACT se presentan elevados niveles de tensión producto de la potencia reactiva inyectada principalmente por las líneas del sistema de transmisión de 220 kV de la misma ACT, y de la ACT Centro – Sur en sus instalaciones adyacentes entre las SS/EE Cautín y Charrúa.

Debido a esta condición, la compensación de potencia reactiva es solventada parcialmente por los parques eólicos que se encuentran en las cercanías de las SS/EE Mulchén y Río Malleco, con lo cual es posible alcanzar tensiones adecuadas en la S/E Cautín, la cual corresponde al límite del ACT Sur con el ACT adyacente.

4.6.2 Contingencias Simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Desconexión una unidad de la Central Canutillar
- Desconexión Central Rucatayo U1
- Desconexión Central Valdivia U1
- Desconexión CER Puerto Montt
- Desconexión Reactor Nueva Pichirropulli 220 kV 50 MVA
- Falla Línea Río Toltén — Nueva Metrenco 220 kV C1 (HP Carilafquen – HP Malalcahuello)
- Falla Línea Nueva Pichirropulli – Rahue 220 kV C2 (HP Rucatayo)
- Falla Línea Rahue – Frutillar Norte 220 kV C2 (HP Rucatayo)
- Falla Línea Frutillar Norte – Tineo 220 kV C1 (PE Aurora)
- Falla Línea Tineo - Puerto Montt 220 kV C1

- Falla Línea Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV C1
- Falla Línea Tineo – Nueva Ancud 220 kV C1
- Falla Línea Melipulli – Pargua 220 kV
- Falla Línea Chiloé – Gamboa 220 kV
- Desconexión Transformador Lastarria 220/66/13.2 kV 75 MVA
- Desconexión Transformador Llanquihue 220/66/23 kV 90 MVA
- Desconexión Transformador Pargua 230/110/15 kV 60 MVA

4.6.3 Análisis de resultados Escenario 3 ACT 5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Central Canutillar U1
 - Central Canutillar U2
 - Central Rucatayo U1
 - Central Valdivia U1
 - Central Carilafquen (U1 – U2)
 - Central Malalcahuello (U1 – U2)
 - Central Pilmaiquen U1
 - Central Pilmaiquen U2
 - Central Pullinque U1
 - Central Cumbres U1
 - Central Capullo U1
 - Central Pulelfu U1
 - Central Lican (U1 – U2)
 - Central Trincao (U1 – U10)
 - Central Calle Calle (U1 – U7)
 - Central Trapen (U1 – U50) N1 y U2
 - Central Mocho U1
 - Central Correntoso U1
 - Central Palmar U1
 - CER Puerto Montt
-
- 1x50 MVar Reactor 220 kV en barra de la S/E Nueva Pichirropulli.
 - 1x50 MVar Reactor 220 kV en barra de la S/E Nueva Ancud.

El detalle de despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico que se presenta a continuación muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para las distintas barras de la Zona Sur, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

En el gráfico se puede observar que, en operación normal y/o post contingencia, las barras más débiles del ACT Sur es S/E Gamboa 220 kV. Dentro del grupo de contingencias analizadas, la que produce la mayor sensibilidad en la tensión corresponde a la salida de servicio del CER de Puerto Montt.

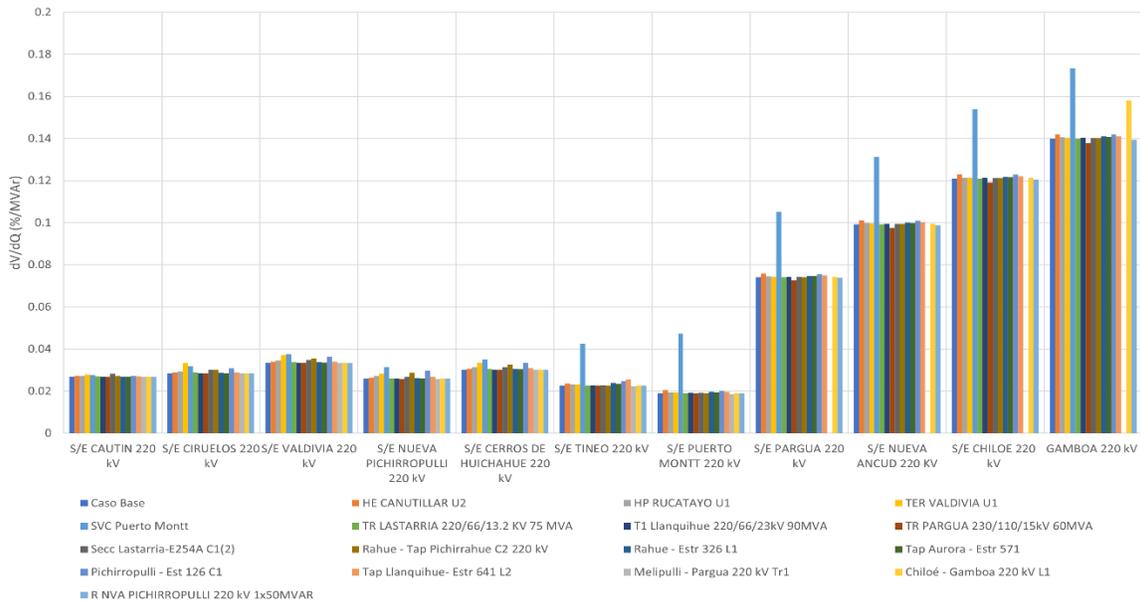


Figura 4.175. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV área de CT Sur E2.

Las tensiones del sistema del Sur pre y post contingencia en p.u. base 220kV se presentan a continuación:

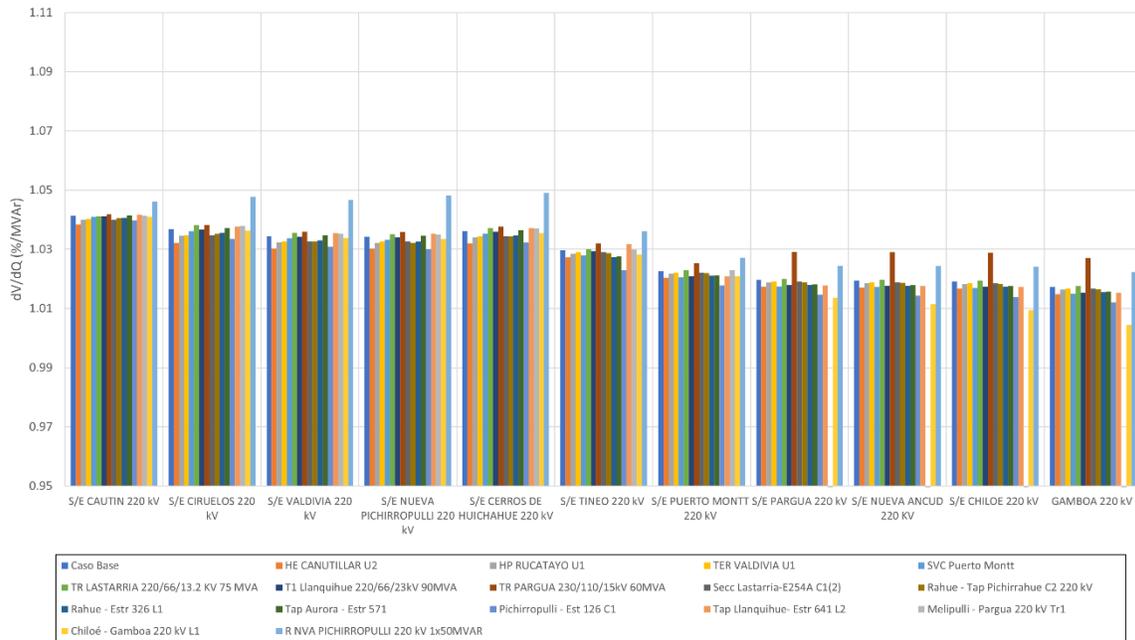


Figura 4.176. Tensión en barras de 220kV área de CT Sur E2.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En la siguiente tabla, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT Sur inyecten reactivos hacia el sistema, mientras que en color rojo se destacan las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT Sur absorban reactivos desde el sistema.

Tabla 4.141. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Sur, escenario E2 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																		
Elemento	Falla	HE CANUTILLAR U2		HP RUCATAYO U1		TER VALDIVIA U1		SVC Puerto Montt		TR LASTARRIA 220/66/13.2 kV 75 MVA		TR Llanquihue 220/66/23kV 90MVA		TR Pargua 230/110/15kV 60MVA		Río Toltén - Nva. Metreco 220kV C1		Nva. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2		Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1		Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2		Nva. Pichirropulli - Tineo 220 kV C1		Tineo - Puerto Montt 220 kV C2		Melipulli - Pargua 220 kV		Chiloé - Gamboa 220 kV C1		R NVA PICHIRROPULLI 220 kV 1x50MVAR		
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	
HE CANUTILLAR U1		1.9	9%	0.3	3%	0.2	4%	0.3	20%	-0.1	-2%	0.7	10%	-1.1	8%	0.2	3%	0.3	5%	0.7	6%	0.6	27%	2.0	7%	0.7	19%	-0.1	4%	0.7	8%	-1.1	4%	
HE CANUTILLAR U2																																		
HP CALLAO U2		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP CAPULLO U1		0.1	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.2	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.2	0%	
HP CARILAFQUEN (U1-U2)		0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.2	0%	
HP CORRENTOSO U1		0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	1%	0.0	1%	0.1	1%	-0.1	-1%	0.2	1%	-0.1	-2%	0.0	1%	0.0	0%	-0.5	1%	
HP CUMBRES U1		0.1	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.2	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.2	0%	
HP CUMBRES U2		0.1	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.2	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.2	0%	
HP LICAN (U1-U2)		0.2	1%	0.2	2%	0.1	1%	0.1	2%	0.0	1%	0.0	0%	-0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	-0.1	-1%	0.3	1%	-0.1	-2%	0.0	1%	0.1	1%	-0.2	1%	
HP LOS LAGOS		2.8	14%	2.9	29%	0.9	19%	0.9	21%	-0.6	-8%	0.2	3%	-1.4	9%	0.9	15%	0.9	15%	1.5	14%	-1.6	-71%	3.9	13%	-1.1	-29%	0.6	14%	0.7	9%	-1.8	19%	
HP MALALCAHUAYO (U1-U2)		0.1	0%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	
HP MC1 U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	
HP MC1 U2		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	
HP MC2		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	
HP MC3		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP MOCHO U1		0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	1%	0.0	1%	0.1	1%	-0.1	-3%	0.2	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	-0.4	1%	
HP NALCAS G1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-1%	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	
HP NALCAS G2		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-1%	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	
HP NALCAS G3		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	
HP PALMAR U1		0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	1%	0.0	1%	0.1	1%	-0.1	-4%	0.2	1%	-0.1	-2%	0.0	1%	0.0	0%	-0.5	1%	
HP PILMAIQUEN U1		0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-2%	0.1	0.0	-1%	0.0	1%	0.0	0%	-0.2	1%	
HP PILMAIQUEN U2		0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-2%	0.1	0.0	-1%	0.0	1%	0.0	0%	-0.2	1%	
HP PILMAIQUEN U3		0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-2%	0.1	0.0	-1%	0.0	1%	0.0	0%	-0.2	1%	
HP PILMAIQUEN U4		0.3	1%	0.2	2%	0.1	1%	0.1	1%	-0.1	-1%	0.0	0%	-0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	-0.1	-4%	0.3	1%	-0.1	-2%	-0.1	2%	0.0	1%	-0.6	1%	
HP PILMAIQUEN U5		0.2	1%	0.2	2%	0.1	1%	0.1	1%	-0.1	-1%	0.0	0%	-0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	-0.1	-4%	0.2	1%	-0.1	-2%	0.0	1%	0.0	0%	-0.6	1%	
HP PMGD EL MANZANO (MELIPEUCO) U1		0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	-0.3	1%	
HP PMGD TRUFULTRUFUL U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	
HP PULEFU U2		0.1	0%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-2%	0.1	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	-0.2	1%	
HP PULLINQUE U1		0.4	2%	0.2	2%	0.2	3%	0.1	1%	3.8	42%	0.0	0%	-0.3	1%	0.2	4%	0.1	2%	0.1	1%	0.0	-1%	0.2	1%	-0.1	-2%	-0.1	3%	0.0	1%	-0.8	2%	
HP PULLINQUE U2		0.5	2%	0.2	2%	0.2	4%	0.1	1%	3.8	48%	0.0	0%	-0.1	1%	0.3	5%	0.1	2%	0.1	1%	0.0	-1%	0.3	1%	-0.1	-2%	-0.1	3%	0.0	1%	-0.8	2%	
HP PULLINQUE U3		0.5	2%	0.2	2%	0.2	4%	0.1	1%	3.8	48%	0.0	0%	-0.1	1%	0.3	5%	0.1	2%	0.1	1%	0.0	-1%	0.3	1%	-0.1	-2%	-0.1	3%	0.0	1%	-0.8	2%	
HP RUCATAYO U1		1.3	7%	0.4	9%	0.4	10%	-0.3	-4%	0.1	1%	-0.1	4%	0.4	7%	0.4	7%	0.7	7%	-0.7	-7%	-3.3%	1.8	6%	-0.5	-13%	-0.1	6%	0.3	4%	-1.0	9%		
TER LAUTARO U1		0.5	2%	0.2	2%	0.2	3%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	1%	0.2	3%	0.1	2%	0.1	1%	0.0	-1%	0.2	1%	-0.1	-1%	0.0	1%	0.0	0%	-0.1	1%	
TER LAUTARO U2		0.5	2%	0.2	2%	0.2	3%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	1%	0.2	3%	0.1	2%	0.1	1%	0.0	-1%	0.2	1%	-0.1	-1%	0.0	1%	0.0	0%	-0.1	1%	
TER VALDIVIA U1		2.3	12%	1.1	11%	0.4	8%	-0.7	-8%	0.1	1%	-0.7	5%	1.0	7%	0.8	13%	0.6	6%	0.6	6%	-0.2	-7%	1.6	5%	-0.4	-11%	0.9	14%	0.3	3%	-1.4	12%	
SVC Puerto Montt		6.8	35%	2.5	26%	1.5	32%			-1.0	-13%	5.1	72%	-8.6	56%	1.5	25%	2.2	36%	4.9	47%	4.5	204%	15.0	50%	5.5	142%	-1.1	33%	5.0	60%	-14.4	31%	
T_INTERNO		19.7	100%	9.9	100%	4.7	100%	4.3	100%	7.9	100%	7.0	100%	-15.2	100%	6.0	100%	6.2	100%	10.5	100%	2.2	100%	30.1	100%	3.8	100%	-3.8	100%	8.4	100%	-46.4	100%	

Tabla 4.142. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																	
Falla Transferencia	HE CANUTILLAR U2	HP RUCATAYO U1	TER VALDIVIA U1	SVC Puerto Montt	TR LASTARRIA 220/66/13.2 kV 75 MVA	TR Llanquihue 220/66/23kV 90MVA	TR Pargua 230/110/15kV 60MVA	Río Toltén - Nva. Metreco 220kV C1	Nva. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2	Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1	Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	Nva. Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	Melipulli - Pargua 220 kV	Chiloé - Gamboa 220 kV C1	R NVA PICHIRROPULLI 220 kV 1x50MVAR	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	
T_INTERNO	19.7	9.9	4.7	4.3	7.9	7.0	-15.2	6.0	6.2	10.5	2.2	30.1	3.8	-3.8	8.4	-46.4	
S-CS	-15.7	-8.4	-2.9	0.7	-0.1	-0.3	4.0	3.1	1.6	1.3	-0.4	3.4	-0.9	14.0	0.6	-11.6	
TOTAL	4.0	1.5	1.8	5.0	7.8	6.8	-11.2	9.0	7.8	11.8	1.8	33.4	2.9	10.2	8.9	-58.0	

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia más crítica para requerimientos de inyección corresponde a la falla Nva. Pichirropulli - Tineo 220 kV C1, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de 30.1 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt, Central Los Lagos y Central Canutillar.

Asimismo, se aprecia que la contingencia con mayores requerimientos de absorción corresponde a la falla del Reactor Nva. Pichirropulli220kV 1x50 MVAR ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de -46.4 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt, la Central Valdivia y la Central Los Lagos.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para Gamboa 220kV (barra más débil pre y post contingencia), se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

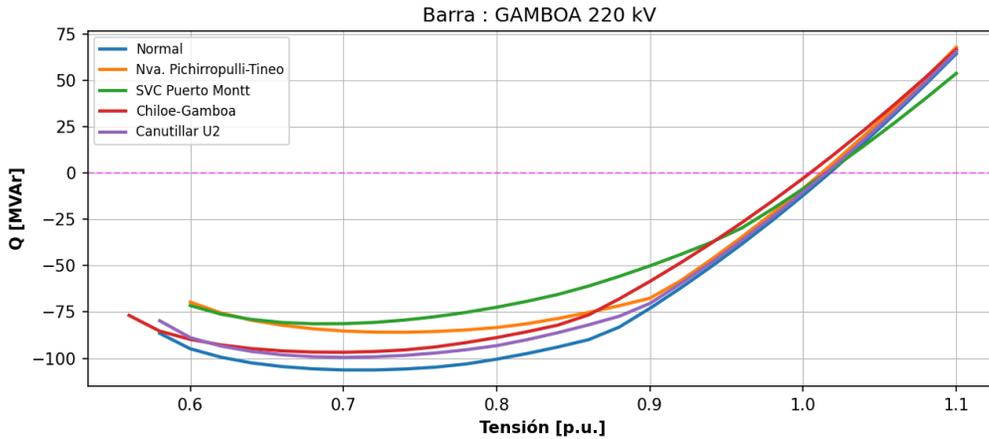


Figura 4.177. Curvas Q-V en S/E Pargua 220kV, escenario E3.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.143. Descripción resultados Curva Q-V S/E Pargua 220kV área CT Sur, escenario E2.

Escenario	V_{op} Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V. Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
01_Caso Base	1.017	0.993 - 1.098	0.72	-106.3
02_Nva. Pichirropulli-Tineo	1.012	0.972 – 1.119	0.74	-85.9
03_SVC Puerto Montt	1.015	0.972 – 1.119	0.68	-81.4
04_Chiloe-Gamboa	1.005	0.972 – 1.119	0.7	-96.7
05_Canutillar U2	1.015	0.972 – 1.119	0.7	-99.5

De las tablas y gráficos anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Gamboa 220 kV tanto en operación normal del SEN como este sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables de operación. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.6.4 Análisis de resultados Escenario 4 ACT 5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Central Canutillar U1
- Central Canutillar U2
- Central Rucatayo U1

- Central Valdivia U1
- Central Carilafquen (U1 – U2)
- Central Malalcahuello (U1 – U2)
- Central Pilmaiquen U1
- Central Pilmaiquen U2
- Central Pullinque U1
- Central Cumbres U1
- Central Capullo U1
- Central Pulelfu U1
- Central Lican (U1 – U2)
- Central Trincao (U1 – U10)
- Central Calle Calle (U1 – U7)
- Central Trapen (U1 – U50) N1 y U2
- Central Mocho U1
- Central Correntoso U1
- Central Palmar U1
- CER Puerto Montt

El detalle de despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico que se presenta a continuación muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para las distintas barras de la Zona Sur, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

En el gráfico se puede observar que, en operación normal y/o post contingencia, las barras más débiles del ACT Sur son la S/E Pargua 220kV, S/E Nueva Ancud 220kV, S/E Chiloé 220kV y S/E Gamboa 220kV. Dentro del grupo de contingencias analizadas, la que produce la mayor sensibilidad en la tensión corresponde a la salida de servicio del CER de Puerto Montt.

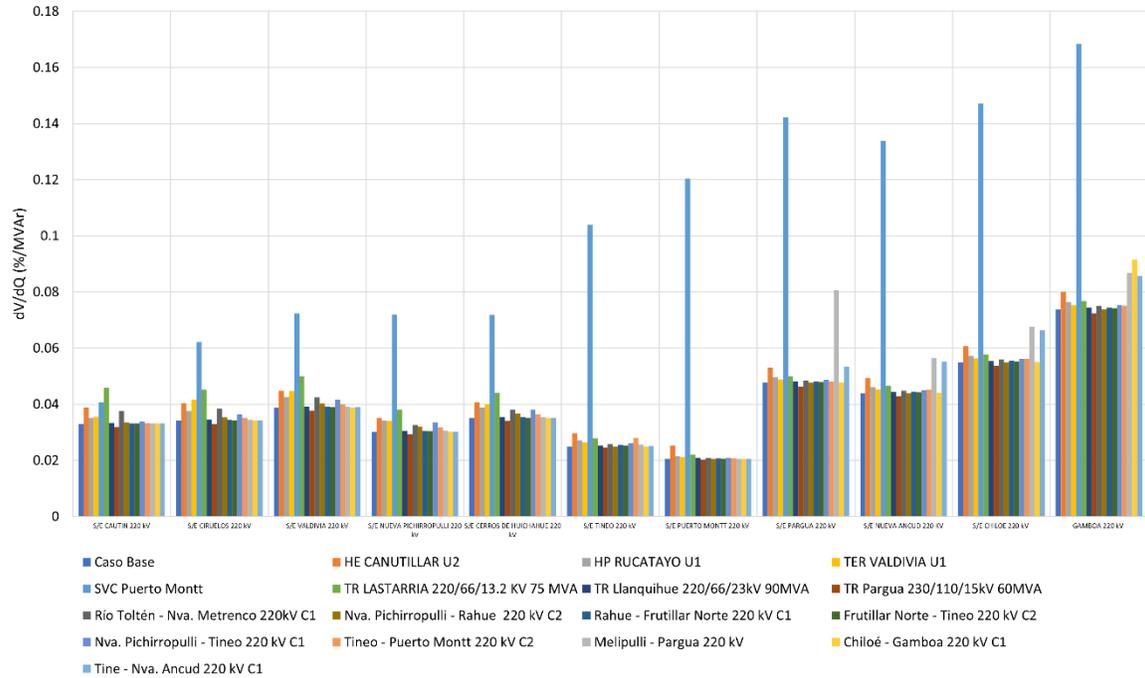


Figura 4.178. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV área de CT Sur E5.

Las tensiones del sistema del Sur pre y post contingencia en p.u. base 220kV se presentan a continuación:

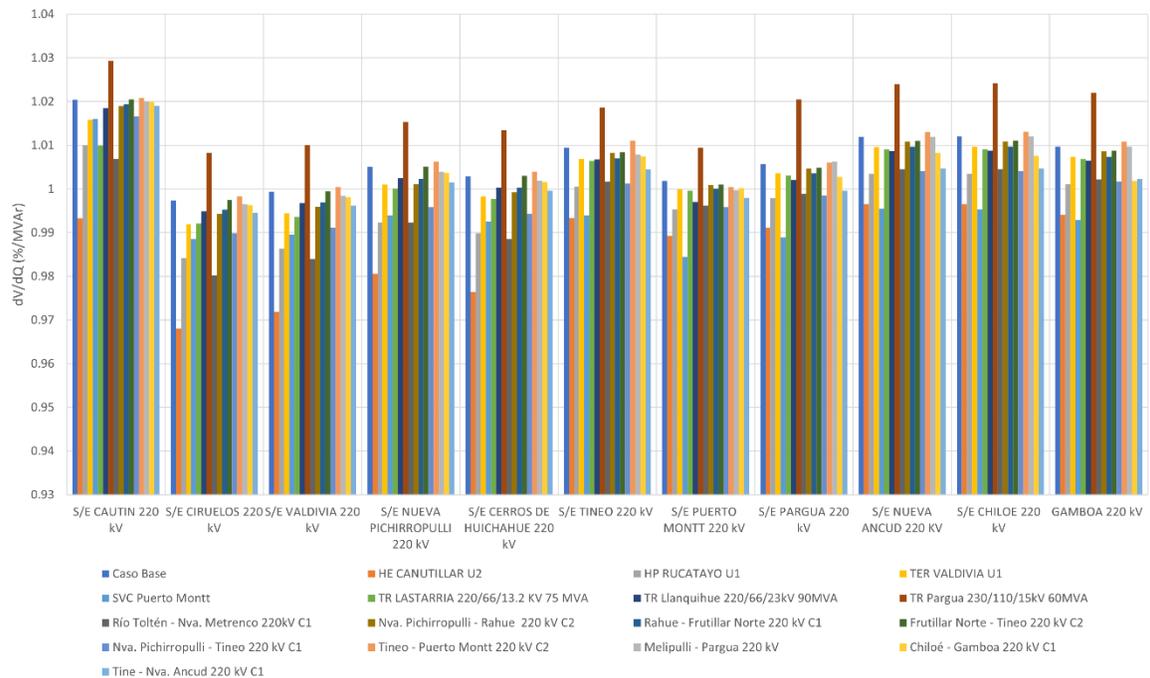


Figura 4.179. Tensión en barras de 220kV área de CT Sur E5.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En la siguiente tabla, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT Sur inyecten reactivos hacia el sistema, mientras que en color rojo se destacan las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT Sur absorban reactivos desde el sistema.

Tabla 4.144. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Sur, escenario E5 para diversas contingencias.

Falla		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																															
		HE CANUTILLAR U2		HP RUCATAYO U1		TER VALDIVIA U1		SVC Puerto Montt		TR LASTARRIA 220/66/13.2 KV 75 MVA		TR Llanquihue 220/66/23kV 90MVA		TR Pargua 230/110/15kV 60MVA		Río Toltén - Nva. Metreco 220kV C1		Nva. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2		Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1		Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2		Nva. Pichirropulli - Tineo 220 kV C1		Tineo - Puerto Montt 220 kV C2		Melipulli - Pargua 220 kV		Chiloé - Gamba 220 kV C1		Tine - Nva. Ancud 220 kV C1	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE CANUTILLAR U1	5.5	6%	2.7	6%	0.7	6%	5.5	10%	0.9	2%	2.0	8%	-3.8	6%	2.3	5%	0.3	6%	0.7	6%	0.3	20%	2.5	6%	0.6	17%	0.8	8%	0.7	8%	1.6	7%	
HE CANUTILLAR U2	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP CALLAO U1	0.5	1%	0.4	1%	0.1	1%	0.3	1%	0.1	0%	0.1	0%	-0.2	0%	0.3	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	-2%	0.2	1%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	
HP CARILAFQUEN (U1-U2)	1.1	1%	0.4	1%	0.2	1%	0.2	1%	0.3	1%	0.1	0%	-0.4	1%	0.6	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.2	0%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	
HP CORRENTOSO U1	0.9	1%	0.7	1%	0.2	1%	0.5	2%	0.2	0%	0.1	0%	-0.4	1%	0.5	1%	0.0	0%	0.1	1%	-0.1	-4%	0.4	1%	-0.1	-2%	0.1	1%	0.1	1%	0.2	1%	
HP CUMBRES U1	0.4	0%	0.3	1%	0.1	1%	0.3	1%	0.1	0%	0.1	0%	-0.2	0%	0.2	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	-2%	0.2	0%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	
HP CUMBRES U2	0.4	0%	0.3	1%	0.1	1%	0.3	1%	0.1	0%	0.1	0%	-0.2	0%	0.2	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	-2%	0.2	0%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	
HP LICAN (U1-U2)	1.4	2%	1.0	2%	0.2	2%	0.8	3%	0.3	1%	0.2	1%	-0.7	1%	0.7	1%	0.0	0%	0.2	2%	-0.1	-6%	0.6	2%	-0.1	-3%	0.1	1%	0.1	1%	0.3	1%	
HP LOS LAGOS	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP MALALCAHUELLO (U1-U2)	0.6	1%	0.2	1%	0.1	1%	0.1	0%	0.2	0%	0.0	0%	-0.2	0%	0.3	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP MCI U1	0.2	0%	0.2	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP MCI U2	0.2	0%	0.2	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP MC2	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP MC3	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP MOCHO U1	0.7	1%	0.5	1%	0.1	1%	0.4	1%	0.1	0%	0.1	0%	-0.3	1%	0.4	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	-3%	0.3	1%	0.0	-1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	
HP NALCAS G1	0.2	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	-1%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP NALCAS G2	0.2	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	-1%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP NALCAS G3	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	-1%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP PALMAR U1	0.9	1%	0.7	1%	0.2	1%	0.5	2%	0.2	0%	0.1	0%	-0.4	1%	0.5	1%	0.0	0%	0.1	1%	-0.1	-4%	0.4	1%	-0.1	-2%	0.1	1%	0.1	1%	0.2	1%	
HP PILMAIQUEN U1	0.6	1%	0.4	1%	0.1	1%	0.3	1%	0.1	0%	0.1	0%	-0.3	1%	0.3	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	-2%	0.2	1%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	
HP PILMAIQUEN U2	0.6	1%	0.4	1%	0.1	1%	0.3	1%	0.1	0%	0.1	0%	-0.3	1%	0.3	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	-2%	0.2	1%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	
HP PILMAIQUEN U3	0.6	1%	0.4	1%	0.1	1%	0.3	1%	0.1	0%	0.1	0%	-0.3	1%	0.3	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	-2%	0.2	1%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	
HP PILMAIQUEN U4	1.5	2%	1.0	2%	0.2	2%	0.8	3%	0.2	1%	0.2	1%	-0.7	1%	0.8	1%	0.1	2%	0.2	1%	-0.1	-5%	0.7	2%	-0.1	-2%	0.1	1%	0.1	1%	0.3	1%	
HP PILMAIQUEN U5	1.4	1%	0.9	2%	0.2	2%	0.7	2%	0.2	0%	0.2	1%	-0.6	1%	0.7	1%	0.1	2%	0.1	1%	-0.1	-5%	0.6	2%	-0.1	-2%	0.1	1%	0.1	1%	0.2	1%	
HP PMGD EL MANZANO (MELIPEUCO) U1	1.6	2%	0.6	1%	0.3	2%	0.3	1%	1.5	3%	0.1	0%	-0.5	1%	0.8	2%	0.1	2%	0.1	1%	0.0	0%	0.2	1%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	
HP PMGD TRUFULTRUFUL U1	0.3	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.3	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.2	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP PULLEFU U2	0.5	0%	0.3	1%	0.1	1%	0.3	1%	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.2	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	-2%	0.2	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	
HP PULLINQUE U1	2.9	3%	1.3	3%	0.5	4%	0.8	3%	3.1	19%	0.2	1%	-1.0	2%	2.3	5%	0.3	4%	0.2	2%	0.0	0%	0.6	2%	-0.1	-2%	0.1	1%	0.1	1%	0.2	1%	
HP PULLINQUE U2	3.2	3%	1.4	3%	0.6	4%	0.9	3%	3.5	21%	0.3	1%	-1.1	2%	2.5	5%	0.3	4%	0.2	2%	0.0	0%	0.7	2%	-0.1	-3%	0.1	1%	0.1	1%	0.3	1%	
HP PULLINQUE U3	3.2	3%	1.4	3%	0.6	4%	0.9	3%	3.0	23%	0.3	1%	-1.1	2%	2.5	5%	0.3	4%	0.2	2%	0.0	0%	0.7	2%	-0.1	-3%	0.1	1%	0.1	1%	0.3	1%	
HP RUCATAYO U1	93.1	100%	45.3	100%	12.7	100%	5.3	18%	1.8	4%	1.1	5%	-0.2	9%	4.7	9%	0.0	0%	1.3	11%	-0.6	-39%	3.9	10%	-0.6	-17%	0.5	5%	0.7	8%	1.7	8%	
TER VALDIVIA U1	14.2	15%	6.4	14%	1.6	15%	4.3	15%	2.6	6%	1.2	5%	-3.3	11%	8.3	17%	1.5	24%	1.1	9%	0.0	-2%	3.7	9%	-0.4	-13%	0.4	4%	0.6	6%	1.4	7%	
SVC Puerto Montt	39.2	42%	20.1	44%	5.6	44%	1.8	15%	6.8	15%	15.0	63%	-2.8	48%	17.5	35%	2.6	42%	5.5	48%	2.4	150%	18.6	48%	4.3	126%	6.3	64%	4.9	57%	12.0	56%	
T_INTERNO	93.1	100%	45.3	100%	12.7	100%	23.7	100%	45.6	100%	23.7	100%	-49.4	100%	50.3	100%	6.3	100%	11.6	100%	1.6	100%	38.7	100%	3.4	100%	9.9	100%	8.7	100%	21.3	100%	

Tabla 4.145. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5.

Falla		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas															
		HE CANUTILLAR U2	HP RUCATAYO U1	TER VALDIVIA U1	SVC Puerto Montt	TR LASTARRIA 220/66/13.2 KV 75 MVA	TR Llanquihue 220/66/23kV 90MVA	TR Pargua 230/110/15kV 60MVA	Río Toltén - Nva. Metreco 220kV C1	Nva. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2	Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1	Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	Nva. Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	Melipulli - Pargua 220 kV	Chiloé - Gamba 220 kV C1	Tine - Nva. Ancud 220 kV C1
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	93.1	45.3	12.7	29.5	45.6	23.7	-49.4	50.3	6.3	11.6	1.6	38.7	3.4	9.9	8.7	21.3	
S-CS	6.4	5.3	1.6	9.3	11.3	1.2	-2.8	22.3	3.3	2.3	-0.1	7.4	-1.0	0.9	1.2	2.9	
TOTAL	99.5	50.7	14.3	38.8	56.9	24.9	-52.3	72.6	9.6	13.8	1.5	46.1	2.4	10.8	9.9	24.3	

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia más crítica para requerimientos de inyección corresponde a la falla de una unidad de la Central Canutillar, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de 93.1 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt, Central Rucatayo y Central Valdivia Central Canutillar U1 y U2 en 6% cada una, mientras que el aporte externo proveniente desde el ACT Centro Sur es de 6.7 MVar.

Asimismo, se aprecia que la única contingencia con requerimientos de absorción corresponde a la desconexión del reactor Nueva Ancud 220 kV 50 MVA ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de tan solo -50.2 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt en un 55%.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra Gamboa 220 kV (barra más débil pre y post contingencia), se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

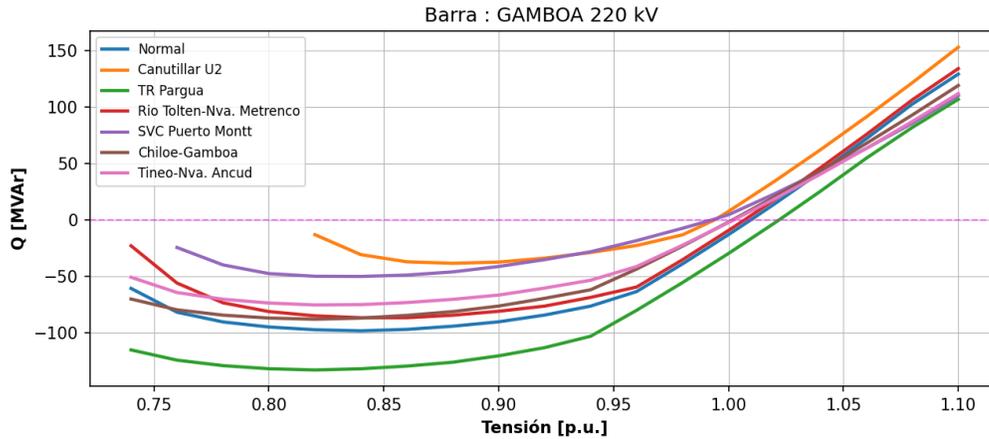


Figura 4.180. Curvas Q-V en S/E Pargua 220kV, escenario E5.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.146. Descripción resultados Curva Q-V S/E Pargua 220kV área CT Sur, escenario E5.

Escenario	V_{op} Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V. Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
01_Normal	1.010	0.993 - 1.098	0.84	-98.2
02_Canutillar U2	0.994	0.972 - 1.119	0.88	-38.5
03_TR Pargua	1.022	0.972 - 1.119	0.82	-132.9
04_Río Tolten-Nva. Metrengo	1.007	0.972 - 1.119	0.84	-86.6
05_SVC Puerto Montt	0.993	0.972 - 1.119	0.84	-50.1
06_Chiloe-Gamboa	1.002	0.972 - 1.119	0.82	-88.0
07_Tineo-Nva. Ancud	1.002	0.972 - 1.119	0.82	-75.3

De las tablas y gráficos anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra S/E Gamboa 220kV, tanto en operación normal del SEN como este sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables de operación. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.6.5 Análisis de resultados Escenario 5 ACT 5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Central Canutillar U1
- Central Canutillar U2
- Central Rucatayo U1
- Central Valdivia U1
- Central Carilafquen (U1 – U2)
- Central Malalcahuello (U1 – U2)
- Central Pilmaiquen U1
- Central Pilmaiquen U2
- Central Pullinque U1
- Central Cumbres U1
- Central Capullo U1
- Central Pulelfu U1
- Central Lican (U1 – U2)
- Central Mocho U1
- Central Correntoso U1
- Central Palmar U1
- CER Puerto Montt
- 1x50 MVAR Reactor 220 kV en barra de la S/E Nueva Pichirropulli.

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron las siguientes medidas operacionales:

- Apertura de un circuito de la línea Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV.
- Apertura de un circuito de la línea Tineo – Nueva Ancud 220 kV.

El detalle de despacho de centrales de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico que se presenta a continuación muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVAR], para las distintas barras de la Zona Sur, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

En el gráfico se puede observar que, en operación normal y/o post contingencia, las barras más débiles del ACT Sur son la S/E Pargua 220kV, S/E Nueva Ancud 220kV, S/E Chiloé 220kV y S/E Gamboa 220kV. Dentro del grupo de contingencias analizadas, la que produce la mayor sensibilidad en la tensión corresponde a la salida de servicio del CER de Puerto Montt.

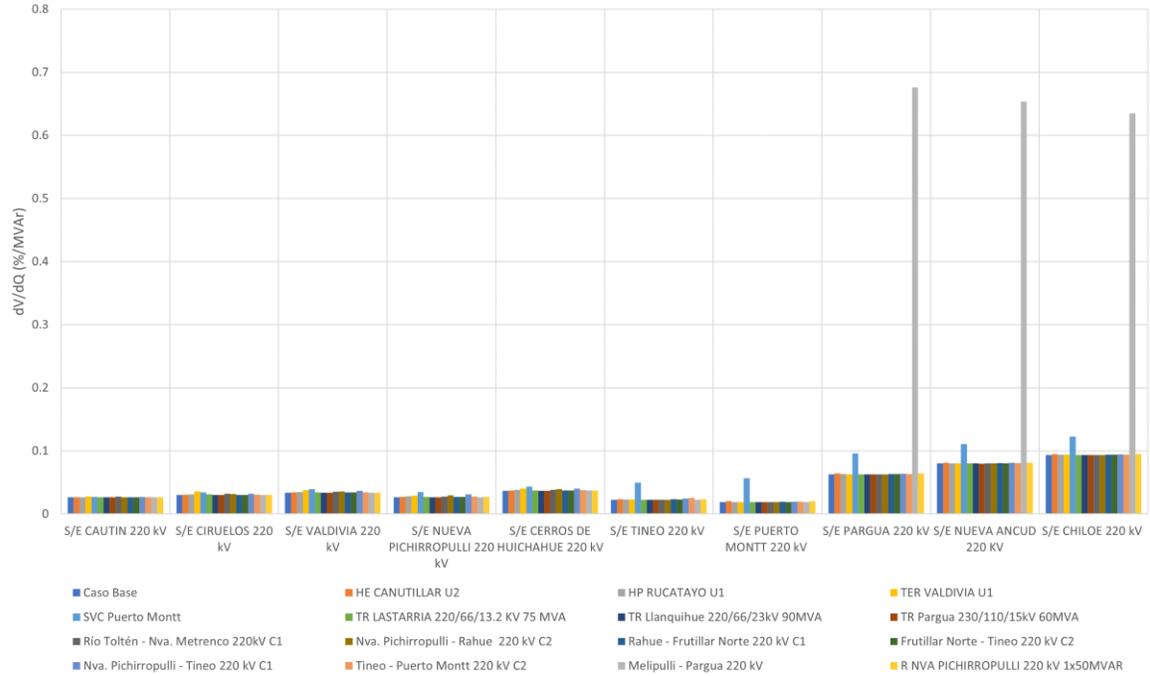


Figura 4.181. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV área de CT Sur E6.

Las tensiones del sistema del Sur pre y post contingencia en p.u. base 220kV se presentan a continuación:

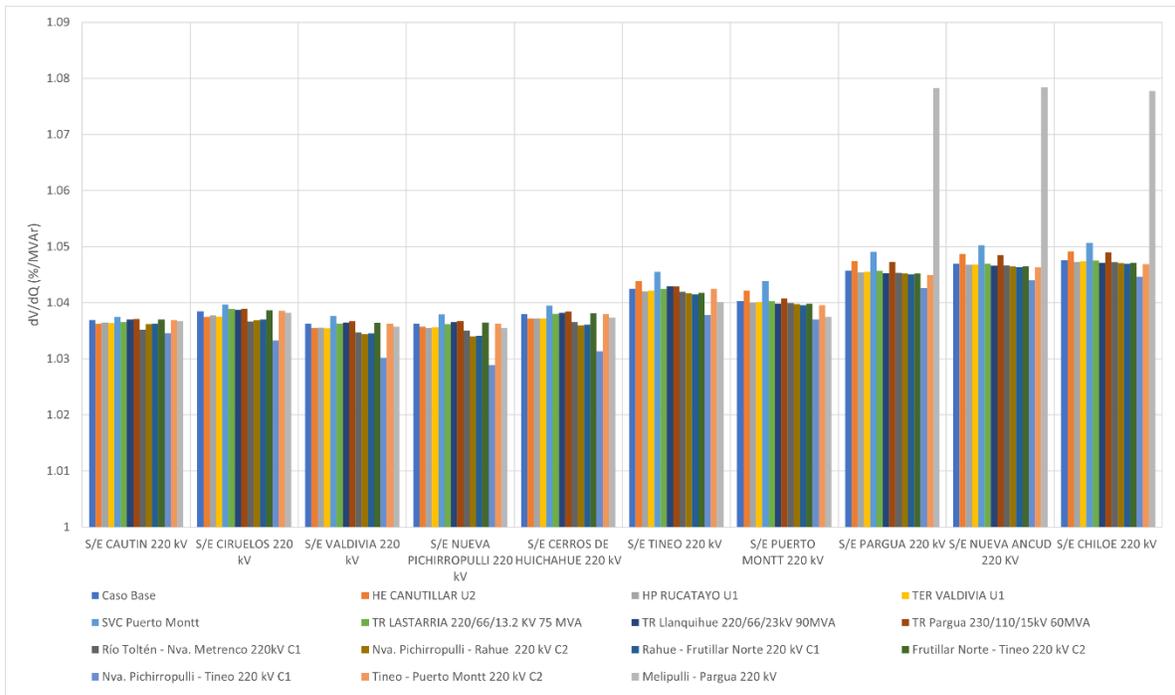


Figura 4.182. Tensión en barras de 220kV área de CT Sur E6.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En la siguiente tabla, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT Sur inyecten reactivos hacia el sistema, mientras que en color rojo se destacan las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT Sur absorban reactivos desde el sistema.

Tabla 4.147. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Sur, escenario E6 para diversas contingencias.

		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																													
Falla	Elemento	HE CANUTILLAR U2		HP RUCATAYO U1		TER VALDIVIA U1		SVC Puerto Montt		TR LASTARRIA 220/66/13.2 KV 75 MVA		TR Llanquihue 220/66/23kV 90MVA		TR Pargua 230/110/15kV 60MVA		Río Tolén - Nva. Metrenco 220kV C1		Nva. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2		Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1		Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2		Nva. Pichirropulli - Tineo 220 kV C1		Tineo - Puerto Montt 220 kV C2		Melipulli - Pargua 220 kV		R NVA PICHIRROPULLI 220 kV 1x50MVAR	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE CANUTILLAR U2		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP CALLAO U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP CAPULLO U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP CARILAFQUEN (U1-U2)		0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP CORRENTOSO U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP CUMBRES U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP LICAN (U1-U2)		0.0	0%	0.1	2%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP LOS LAGOS		0.0	0%	1.0	29%	0.4	20%	-1.6	25%	0.1	4%	-0.3	-21%	-0.8	11%	0.8	15%	0.9	16%	2.7	28%	-0.5	-6%	5.0	18%	0.0	-1%	1.0	14%	-5.1	20%
HP MALALCAHUELLO (U1-U2)		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP MC1 U2		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP MC2		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP MC3		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP MOCHO U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP NALCAS G1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP NALCAS G2		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP NALCAS G3		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP PALMAR U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP PILMAIQUEN U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP PILMAIQUEN U2		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP PILMAIQUEN U3		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP PILMAIQUEN U4		0.0	-1%	0.1	2%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP PILMAIQUEN U5		0.0	-1%	0.1	2%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP PMGD EL MANZANO (MEIPEUCO) U1		0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP PMGD TRUFULTRUFUL U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP PULELFU U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP PULLINQUE U1		0.0	-3%	0.1	3%	0.1	6%	-0.1	2%	1.2	72%	0.0	0%	-2%	-2%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP RUCATAYO U1		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
TER DEGAÑ TIPO 3 (6U)		-0.1	3%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	4%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
TER LAUTARO U1		0.0	-2%	0.1	2%	0.1	4%	-0.1	1%	0.1	8%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
TER LAUTARO U2		0.0	-2%	0.1	2%	0.1	4%	-0.1	1%	0.1	8%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
TER TRAPEN (U1-U50)_N1		-0.8	7%	0.1	2%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	7%	-0.1	3%	0.1	1%	0.1	2%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	5%	0.5	7%	-0.9	2%
TER TRINCAO (U1-U10)		-0.8	2%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
TER VALDIVIA U1		0.0	-10%	0.4	12%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
SVC Puerto Montt		-5.3	100%	0.9	28%	0.7	33%	0.1	6%	1.5	124%	-1.4	48%	1.2	25%	1.7	33%	1.6	20%	2.3	24%	1.6	20%	10.3	38%	2.3	81%	9.0	12%	-15.4	34%
T_INTERNO		-5.3	100%	3.3	100%	2.0	100%	-6.3	100%	1.7	100%	1.2	100%	-3.3	100%	5.0	100%	5.4	100%	9.5	100%	0.8	100%	27.5	100%	2.9	100%	7.4	100%	-45.3	100%

Tabla 4.148. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6

		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas														
Transferencia	Falla	HE CANUTILLAR U2	HP RUCATAYO U1	TER VALDIVIA U1	SVC Puerto Montt	TR LASTARRIA 220/66/13.2 KV 75 MVA	TR Llanquihue 220/66/23kV 90MVA	TR Pargua 230/110/15kV 60MVA	Río Tolén - Nva. Metrenco 220kV C1	Nva. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2	Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1	Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	Nva. Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	Melipulli - Pargua 220 kV	R NVA PICHIRROPULLI 220 kV 1x50MVAR
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
	T_INTERNO	-5.3	3.3	2.0	-6.3	1.7	1.2	-3.3	5.0	5.4	9.5	0.8	27.5	2.9	7.4	-45.3
	S-CS	-7.8	-2.5	-2.5	-1.3	1.0	-0.3	1.6	4.3	1.8	1.7	-0.1	5.8	0.0	5.2	-11.8
	TOTAL	-13.2	0.8	-0.5	-7.6	2.6	0.9	-1.7	9.4	7.2	11.2	0.6	33.3	2.9	12.6	-57.1

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia más crítica para requerimientos de inyección corresponde a la falla de la línea Nueva Pichirropulli – Tineo, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de 27.5 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt, Central Valdivia y Central Los Lagos mientras que el aporte externo proveniente desde el ACT Centro Sur es de 5.8 MVar.

Asimismo, se aprecia que la única contingencia con requerimientos de absorción corresponde a la desconexión del reactor Nueva Pichirropulli 220 kV 50 MVA ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de -45.3 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt, Central Valdivia y Central Los Lagos.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra Chiloé 220 kV (barra más débil pre y post contingencia), se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

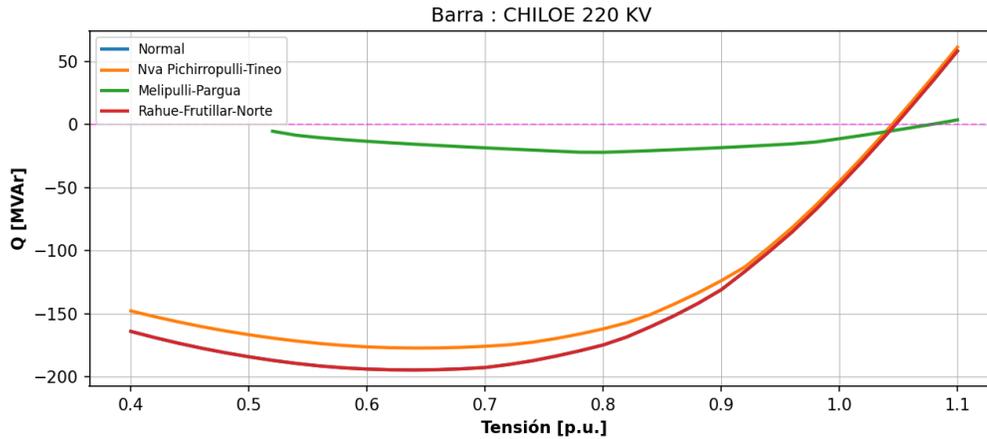


Figura 4.183. Curvas Q-V en S/E Pargua 220kV, escenario E5.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.149. Descripción resultados Curva Q-V S/E Pargua 220kV área CT Sur, escenario E5.

Escenario	V_{op} Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V. Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
01_Normal	1.048	0.993 - 1.098	0.64	-194.7
02_Nva Pichirropulli-Tineo	1.045	0.972 - 1.119	0.64	-177.3
03_Melipulli-Pargua	1.078	0.972 - 1.119	0.80	-22.1
04_Rahue-Frutillar-Norte	1.048	0.972 - 1.119	0.64	-194.7

De las tablas y gráficos anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra S/E Chiloé 220kV, tanto en operación normal del SEN como este sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables de operación. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.6.6 Verificación de Comportamiento dinámico

Para las contingencias más crítica de la zona, con el sistema bajo un escenario de demanda máxima y demanda mínima, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras del ACT Sur. Además, se verificaron el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores pertenecientes al área junto al factor de amortiguamiento de las

oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona o cercana a la barra de más débil.

Tabla 4.150. Resumen verificación comportamiento dinámico área CT Sur, escenario E5.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \xi \geq 5\%$?	$\zeta \text{Dif. Ang} \leq 120^\circ$?	$\zeta V_{\text{mín.}} \geq 0.7$ p.u.?	$\zeta V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	ζV en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\zeta f \geq 48.3\text{Hz}$?
Canutillar U2	E4	Río Toltén-Nueva Metrenco 220 kV C2	132.7	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.151. Resumen verificación comportamiento dinámico área CT Sur, escenario E6.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \xi \geq 5\%$?	$\zeta \text{Dif. Ang} \leq 120^\circ$?	$\zeta V_{\text{mín.}} \geq 0.7$ p.u.?	$\zeta V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	ζV en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\zeta f \geq 48.3\text{Hz}$?
TR Pargua	E4	Río Toltén-Nueva Metrenco 220 kV C2	12.4	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De las tablas anteriores se puede concluir que para las contingencias más críticas del área de CT Sur bajo el escenario de operación E4 se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y la frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Las gráficas y resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

4.6.7 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la Tabla 4.152 se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos de los escenarios analizados para el ACT Sur respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas en la zona. En dicha tabla se muestran los escenarios más exigentes (aquel que deriva en la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia simple) y los correspondientes requerimientos dinámicos de reactivos, con la distribución de los recursos de control de tensión que permiten afrontar dicha contingencia.

Tabla 4.152. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para el ACT Sur.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E4	E4
Demanda de la zona (MW)	1081	1081
Generación de la zona (MW)	442	442
Contingencia más crítica de la zona	Canutillar U2	TR Pargua
Requerimientos mínimos de reactivos (MVAR)	93.1	-49.4
Distribución	CER Pto. Montt: 42% Valdivia U1: 15% Rucatayo 10% Canutillar U1: 6% Pullinque U1: 3% Pullinque U2: 3% Pullinque U3: 3%	CER Pto. Montt: 48% Valdivia U1: 11% Rucatayo: 9% Canutillar U1: 6% Canutillar U2: 6% Pullinque U1: 2% Pullinque U2: 2% Pullinque U3: 2%

En la figura que se presenta a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del ACT Sur en condiciones de operación normal, para los escenarios en donde el área de CT requiere una mayor inyección y absorción de potencia reactiva, los cuales corresponden a los escenarios E5 y E6 respectivamente.

Además, El listado de prioridades de uso de los recursos de control de tensión en los escenarios más exigente en términos de requerimientos de potencia reactiva se puede encontrar en la sección de anexos.

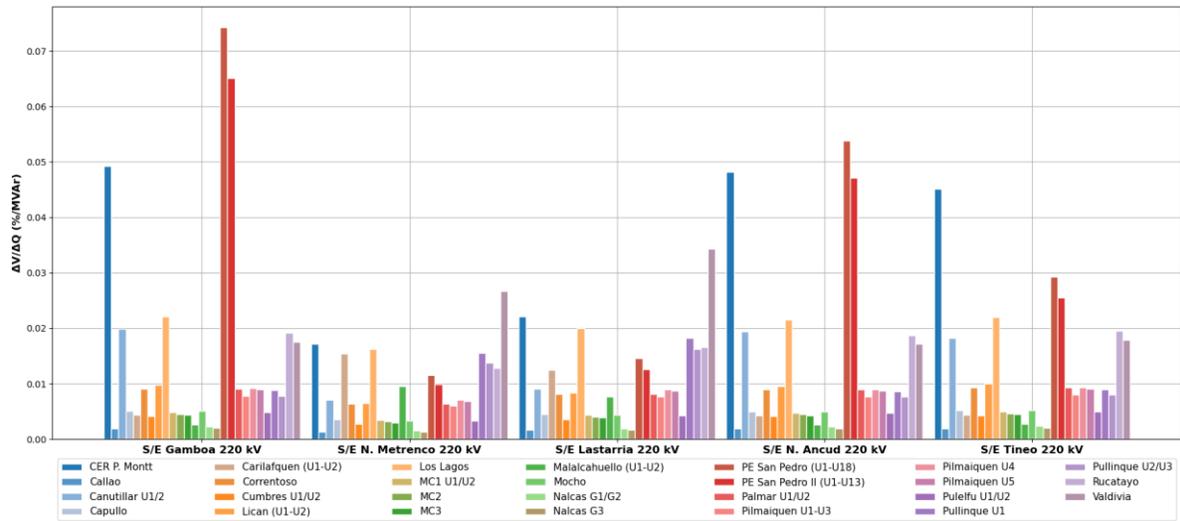


Figura 4.184. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal del ACT Sur.

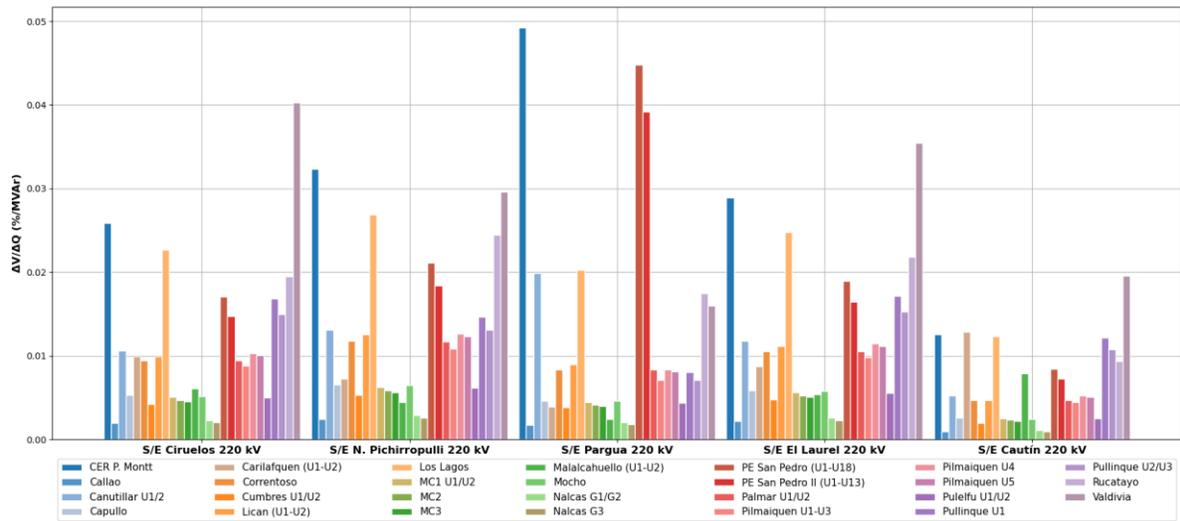


Figura 4.185. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal del ACT Sur(continuación).

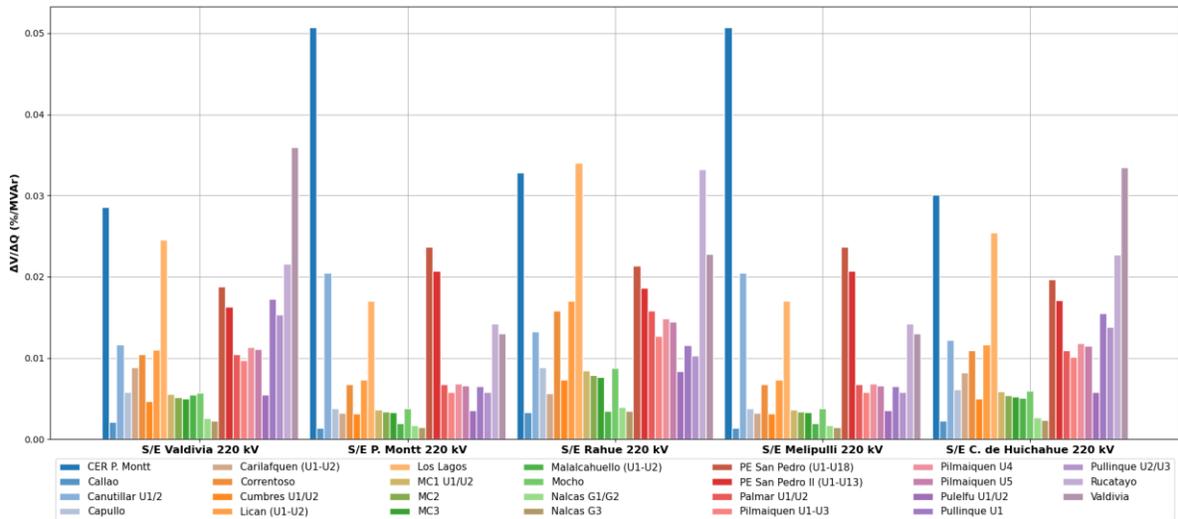


Figura 4.186. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal del ACT Sur (continuación).

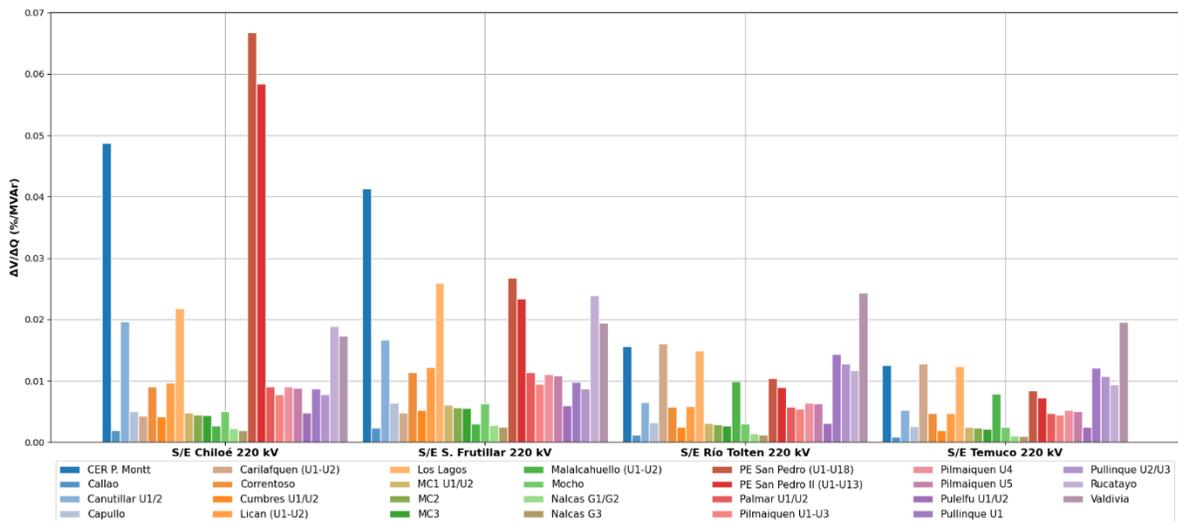


Figura 4.187. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal del ACT Sur (continuación).

De las figuras anterior se puede observar que, dentro del ACT Sur los recursos más efectivos para realizar el control de tensión varían significativamente según la cercanía de este a la barra a controlar y si el requerimiento es de inyección o absorción. Sin embargo, es posible destacar que el elemento principal y más efectivo a en la extensión de la zona corresponde al CER de Puerto Montt.

A partir de los anterior, se observa que entre la S/E Cautín y S/E C. de Huichahue, los elementos más efectivos corresponden a la Central Valdivia, Calle Calle, Pullinque y al CER de Puerto Montt en menor medida. Luego entre las S/E Nueva Pichirropulli y S/E Tineo, las centrales con mayor efectividad corresponden a CER de Puerto Montt, Central Rucatayo, Canutillar y Pilmaiquen. Finalmente, a partir de la S/E Puerto Montt hasta la S/E Gamboa, los elementos más efectivos corresponden al CER de Puerto Montt y a las Centrales Canutillar, Rucatayo y Trincao.

Con respecto a las centrales ERV, de las figuras anteriores se puede observar que, entre las SS/EE Cautín y Rahue las que resultan más efectivas corresponden son PE Caman y PE Puelche Sur; entre las SS/EE Tineo y Gamboa las centrales más efectivas corresponden a PE Aurora y PE San Pedro.

5 CONCLUSIONES

De acuerdo con el análisis de las simulaciones de diferentes escenarios de operación, tanto en condiciones normales como de contingencias para las ACT establecidas, se puede concluir lo siguiente:

5.1 Área Norte Grande

En esta ACT se distingue dos subáreas de control de tensión, la subárea Norte-Centro, que se compone por las SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV al norte y la subárea sur, que se compone principalmente por las SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV, Likanantay 220 kV y Puri 220 kV, las cuales se estudiaron por separado.

Subárea Norte-Centro

Para la Subárea Norte-Centro, en el escenario de alta demanda E1 de día y bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 220 kV de la S/E Parinacota, ante la contingencia de la línea N. Pozo Almonte - Cóndores 220 kV. Para la contingencia correspondiente a la falla en la línea Kimal - Los Changos C2 500kV, que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 142.5 MVAR, aportados principalmente por las centrales IEM y Angamos.

Respecto del escenario de alta demanda E3 de día y bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 220 kV de la S/E Parinacota, ante la contingencia de la línea N. Pozo Almonte - Cóndores 220 kV. Para la contingencia del reactor Los Changos 500 kV que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 114.5 MVAR, aportados principalmente por las centrales IEM y Angamos.

En relación con el escenario de demanda mínima E5, en la Subárea Norte-Centro, bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 220 kV de la S/E Parinacota, ante la contingencia de la línea N. Pozo Almonte - Cóndores 220 kV. Para la contingencia de la línea Kimal - Los Changos C1 500kV, que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 150.2 MVAR, aportados principalmente por las centrales IEM y Angamos.

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron medidas operacionales consistentes en aperturas de las siguientes líneas de transmisión:

Apertura de líneas	Escenarios
Parinacota-Roncacho 220 kV	1,3,5
Roncacho-Nva Pozo Almonte 220 kV	1,3,5
Kimal - Los Changos C1 500kV	1,5

Los recursos más eficaces para el control de tensión corresponden a las centrales sincrónicas de las centrales Chapiquiña, U16, Cerro Dominador CSP y PAM. Respecto de las centrales ERV, las más eficaces corresponden a las centrales Willka, Atacama Solar II, Aurora Solar y Coya A-D. Todas las centrales anteriores, tienen mayor influencia sobre barras más cercanas a ellos, pero que comparten la labor de control de tensión de las barras ubicadas de la SE Changos hacia el norte.

Se realizaron análisis de curvas Q-V para verificar los márgenes de reactivo de la barra más débil de la Subárea Norte-Centro en diversos escenarios, tanto en operación normal como en situaciones de contingencia. En la mayoría de los casos, se determinó que los valores de tensión se mantienen dentro de los rangos aceptables. Sin embargo, es importante tener en cuenta que después de una contingencia, la tensión tiende a disminuir en la mayoría de los casos. Por lo tanto, pequeñas variaciones en los requisitos de reactivos podrían hacer que la tensión en la barra exceda los límites aceptables.

Subárea Sur

Para la subárea sur del ACT Norte Grande, los recursos de control de tensión de la subárea Norte-Centro poseen gran relevancia para el control de tensión, debido a que solo existe un elemento de control dinámico, que corresponde al SVC Domeyko.

Para la Subárea Sur, en el escenario de alta demanda E1 de día y bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 220 kV de la S/E Andes, ante la contingencia de la línea Kimal - Los Changos C2 500kV. Para esta contingencia que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 58.2 MVAR, aportados por el SVC de Domeyko.

Respecto del escenario de alta demanda E3 de día y bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 220 kV de la S/E Andes, ante la contingencia del SVC Domeyko. Para la contingencia del reactor Los Changos 500 kV que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 38.1 MVAR, aportados por el SVC de Domeyko.

En relación con el escenario de demanda mínima E5, bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 220 kV de la S/E Andes, ante la contingencia del Trafo Parinas 525_230_66kV. Para la contingencia de la línea Domeyko - L. Seca 220 kV (Carga L. Seca), que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 11.8 MVAR, aportados por el SVC de Domeyko.

Los recursos más eficaces para el control dinámico de tensión corresponden totalmente al SVC de Domeyko. Respecto de las centrales ERV, la más eficaz corresponde a la central Andes Solar IIB. Para la barra más débil de la Subárea Sur se verificó mediante análisis de curvas Q-V, que en todos los escenarios se cuenta con suficiente margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

De los escenarios examinados para el ACT Norte Grande, tanto para la subárea Norte-Centro como para la subárea Sur, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta.

Para las contingencias más críticas desde el punto de vista del CT del área se cumple con las exigencias de la NT relativas al comportamiento dinámico de la tensión y la frecuencia, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

5.2 Área Norte Chico

En esta ACT se distinguen dos subáreas de control de tensión: la subárea Norte, correspondiente al subsistema de 220 kV y 110 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre, y la subárea Centro-Sur, que incluye los sistemas de 500 kV, 220 kV y 110 kV comprendidos entre las barras de 500 kV de S/E Parinas y de 220 kV de S/E Illapa, por el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico y de 220 kV de las SS/EE Nueva Los Pelambres y Los Vilos, por el sur.

Dentro del horizonte de estudio se analizaron escenarios con diversas condiciones de demanda del SEN, generación ERV y niveles de transferencias por el sistema de 500 kV del ACT.

Subárea Norte

La barra más débil pre-contingencia corresponde a la de S/E Paposo 220 kV, mientras que las barras más débiles post contingencia corresponden a las de las SS/EE Francisco y Cachiyuyal 220 kV para fallas en las líneas que interconectan estas subestaciones con la S/E Diego de Almagro.

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de CT de la subárea se produce en el escenario de demanda baja, ante la falla de un circuito de la línea Cumbre – Nueva Cardones 500 kV, la que requiere una reserva interna de 13.8 MVAR. El mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva se produce en el mismo escenario ante la desconexión de uno de los reactores del extremo Cumbre de la línea Parinas - Cumbre 500 kV, evento que requiere una reserva interna de 23.3 MVAR.

El único recurso que permite el control dinámico de tensión dentro de esta subárea corresponde al SVC Plus de Diego de Almagro. Con respecto a los parques ERV, los más eficaces para el control de tensión de las barras entre las SS/EE Paposo y Diego de Almagro son los PFV Salvador, Esperanza y Diego de Almagro. En las SS/EE Illapa y Cumbre el recurso más efectivo es el PFV Diego de Almagro Sur.

Subárea Centro-Sur

En el sistema de 500 kV, la barra más débil pre-contingencia corresponde a la de S/E Cumbre, mientras que las barras más débiles post contingencia corresponden a la de S/E Nueva Pan de Azúcar ante la falla de un circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el escenario de demanda alta con altas transferencias por este sistema, y a la de S/E Cumbre ante la falla de un circuito Cumbre – Nueva Cardones 500 kV en los escenarios de demanda alta con bajas transferencias por este sistema y de demanda baja.

En el sistema de 220 kV, cuando este opera enmallado la barra más débil corresponde a la de la S/E Don Goyo, tanto en operación normal como post contingencia para la falla de un circuito Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV. Al operar el sistema de 220 kV abierto en la S/E Don Héctor, medida operacional que se aplica normalmente en horas de alta generación solar, la barra más débil pasa a ser la de S/E Don Héctor que queda conectada hacia la S/E Maitencillo, tanto en operación normal como post contingencia para la falla de un circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de CT de la subárea se produce en el escenario de demanda alta con altas transferencias por el sistema de 500 kV ante la falla de un circuito de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV, la que requiere una reserva interna de 156.1 MVar, que es aportada en su mayor parte por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar y los CER de S/E Pan de Azúcar. El mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva se produce en el escenario de demanda baja ante la desconexión de uno de los reactores del extremo Nueva Pan de Azúcar de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, evento que requiere una reserva interna de 149.7 MVar, que es aportada en su mayor parte por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar.

Los recursos más eficaces para el control dinámico de tensión de las barras de 500 kV de esta subárea corresponden al CER de Cardones y los SVC de Nueva Pan de Azúcar. Para el control dinámico de tensión de las barras de 220 kV los recursos más eficaces corresponden al CER de Cardones, el CER de Maitencillo, los CER de Pan de Azúcar y la central Los Molles. Sin embargo, se debe tener presente que este último recurso tiene una capacidad muy limitada.

Con respecto a los parques ERV, tanto en el sistema de 500 kV como en el de 220 kV, los más eficaces para el control de tensión son muy variables según la barra que se esté analizando, debido a que existe una gran cantidad de parques distribuidos a lo largo de todo el sistema de 220 kV de la subárea.

De los escenarios examinados para el ACT Norte Chico, tanto para la subárea Norte como para la subárea Centro-Sur, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta. Para las barras más débiles de cada subárea se verificó mediante análisis de curvas Q-V, que en todos los escenarios se cuenta con suficiente margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Para las contingencias más críticas desde el punto de vista del CT del área se cumple con las exigencias de la NT relativas al comportamiento dinámico de la tensión y la frecuencia, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

5.3 Área Centro Norte

Para el análisis de esta área se simularon dos escenarios demanda alta y una demanda baja, con distintas combinaciones de generación y con distintas topologías del sistema, con el objeto de estudiar el comportamiento del ACT con diferentes elementos para el control de tensión, lo que

mostró un mayor requerimiento de potencia reactiva en los escenarios en los cuales había una menor cantidad de centrales en servicio.

Subárea de 500 y 220 kV

La barra más débil en operación normal y post contingencia para el sistema de 500 kV, en el escenario más exigente analizado, corresponde a la S/E Polpaico 500 kV ante la desconexión de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Para el control de tensión en la barra más débil tanto en operación normal como post contingencia, los aportes más eficaces corresponden al STATCOM en Cerro Navia y el CER de Polpaico.

Para esta condición y en los escenarios analizados, se cuenta con un margen de reserva reactiva suficiente para atender esta contingencia, como es posible apreciar en las curvas QV para la barra de Polpaico 500 kV, ver Tabla 4.56.

Por otra parte, para el sistema de 220 kV la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la de la S/E Río Aconcagua 220 kV y la contingencia que implica un mayor aumento de sensibilidad corresponde a la falla de un circuito de la línea Polpaico – Río Aconcagua 220 kV. El elemento más eficaz para el control de tensión de esta barra corresponde al CER de Polpaico.

La contingencia que implica mayor requerimiento interno de potencia reactiva corresponde a la desconexión del transformador de Lo Aguirre 500/220 kV, con un monto aproximado de 98 MVAR. Por otra parte, la mayor exigencia de absorción de reactivos en la zona es de unos 24 MVAR, correspondientes a la desconexión del Reactor de la S/E Polpaico 500 kV.

En relación con el escenario de operación con demanda mínima del área Centro, en condiciones normales de operación y ante la desconexión del mayor consumo individual, no presenta problemas de sobretensión que transgredan las exigencias de la NT.

De los escenarios examinados para el área centro, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta. Además, dado el margen de reactivos y considerando la característica de las curvas Q-V obtenidas, no se presentan riesgos de colapso de tensión.

Los recursos más eficaces para controlar las tensiones en las principales barras del ACT Centro corresponden al STATCOM de Cerro Navia, al CER de Polpaico, y las unidades de la Central Rapel. Se destaca el aporte en el control de tensión del STATCOM de El Chacay en las barras de Quillota, Nogales y Río Aconcagua.

Subárea Región Metropolitana

Para la subárea Región Metropolitana, en los escenarios con altas demandas y bajo condiciones de operación normal, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión, para todos los escenarios, corresponde a la barra de 220 kV de la S/E El Salto, ante la desconexión de un circuito de la línea Tap Chicureo – El Salto 220 kV. Para el control de tensión en la barra más débil tanto en

operación normal como post contingencia, los aportes más eficaces corresponden a las unidades de las centrales Alfalfal y Las Lajas.

Como se deduce de lo anterior, en estas condiciones de alta demanda, el soporte de reactivos más eficaz lo proveen casi en su totalidad las centrales despachadas en la zona, a las que hay que agregar el aporte desde el área de control de tensión Centro.

La contingencia que implica un mayor requerimiento interno de potencia reactiva corresponde a la desconexión de la Línea Los Almendros – Alfalfal 220 kV, con un monto aproximado de 91 MVAR. Por otra parte, la mayor exigencia de absorción de reactivos en la zona es de unos 20 MVAR, correspondientes a la desconexión intempestiva de una unidad de central Alfalfal II.

De los escenarios examinados para la zona de la Región Metropolitana, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta, además se cuenta con suficiente margen de reactivos para atender las contingencias más exigentes del área. Conforme con lo anterior, esta zona no presenta problemas de estabilidad o colapso de tensión.

Los recursos más eficaces para controlar las tensiones en las principales barras de la sub-Área de control de tensión RM corresponden a las centrales de Alfalfal I y II, y las centrales Las Lajas 1 y 2.

Subárea Quinta Región

Para la ACT Quinta región, en los escenarios con altas demandas (E1 y E3) y bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 110 kV de la S/E San Antonio, ante la contingencia del transformador N°2 A. Melipilla 220/115 kV. Para la contingencia señalada, que es la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 7.5 MVAR, aportados principalmente por las centrales Campiche y Nueva Ventanas.

En las condiciones anteriores, de alta demanda, el soporte de reactivos más eficaz lo proveen casi en su totalidad las centrales despachadas en la zona, a las que hay que agregar el aporte desde S/E Nogales a través de la línea 2x220 Ventanas – Nogales.

En relación con el escenario de demanda mínima (E5), en el área de la V Región, bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 110 kV de la S/E San Antonio, ante la contingencia del transformador N°2 A. Melipilla 220/115 kV. Para la contingencia de la línea Ventanas - Nogales C1 220 kV, que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 7.2 MVAR, aportados principalmente por la central Nueva Ventanas.

Los recursos más eficaces para controlar las tensiones en las principales barras del sub-ACT V región corresponden a las centrales Nueva Ventanas y Campiche.

De los escenarios examinados para la zona de la V Región, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta, además se cuenta con suficiente margen de

reactivos para atender las contingencias más exigentes del área. Conforme con lo anterior, esta zona no presenta problemas de estabilidad o colapso de tensión.

5.4 Área Centro-Sur

El Área de CT Centro Sur está comprendida entre las subestaciones Alto Jahuel por el norte y las subestaciones Cautín y Temuco por el sur. En ella se distinguen tres subáreas de CT: la subárea de 500/220 kV, que contiene todo el sistema 500 kV y 220 kV entre las subestaciones indicadas, incluyendo el sistema de 154 kV entre las subestaciones Parral y Los Ángeles; la subárea de 154 kV, que corresponde a todo el sistema de 154 kV y 66 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Linares; y la subárea de Concepción, que abarca todo el sistema de la región del Biobío.

Dentro del horizonte de estudio se analizaron escenarios con diversas condiciones de demanda del SEN, generación en el ACT y niveles de transferencias por el sistema de transmisión del ACT.

Esta ACT se caracteriza por poseer extensos tramos de líneas de 500 kV con altos niveles de transferencias desde la S/E Charrúa hacia el norte, cuyo objetivo es abastecer la demanda de la zona centro, puesto que esta ACT tiene un polo de generación importante en la zona de Charrúa.

Por otro lado, la subárea definida como de 154 kV posee un conjunto de centrales principalmente hidroeléctricas ubicadas ente las subestaciones Itahue y Tinguiririca 154 kV, las que son el principal recurso de control de tensión de la subárea. Mientras que los recursos externos a la subárea corresponden al soporte proveniente desde las subestaciones Alto Jahuel 220 kV, Itahue 220 kV y Maule 220 kV.

En la subárea Concepción, los principales recursos de control de tensión corresponden a la central Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower), la unidad 2 de la central Bocamina, y a la central MAPA, mientras que el resto del soporte proviene de recursos externos, por lo tanto, los requerimientos de esta subárea son totalmente dependientes del estado de operación de estas centrales.

Subárea 500/220 kV

En el sistema de 500 kV se identificó a la barra de la S/E Entre Ríos como la que presenta las mayores sensibilidades de la tensión con respecto a los cambios en la potencia reactiva (dV/dQ). La contingencia en la que se obtiene la mayor sensibilidad es la falla de uno de los circuitos de la línea Ancoa – Entre Ríos 2x500 kV.

En el sistema de 220 kV, la barra de la S/E Los Peumos es la que presenta la mayor sensibilidad dV/dQ pre y post contingencia. La contingencia que provoca el mayor aumento en la sensibilidad de la tensión corresponde a la falla de la línea Mulchén – Los Peumos 220 kV.

En el sistema de 154 kV, la barra más débil pre-contingencia corresponde a la de S/E Parral, mientras que las barras más débiles post contingencia corresponden a las de las SS/EE Chillán y Parral ante la desconexión del transformador Charrúa 220/154 kV.

Los mayores requerimientos internos de potencia reactiva son: requerimiento de inyección de 68.8 MVar para la contingencia en uno de los transformadores Ancoa 500/220 kV y requerimiento de absorción de 79.4 MVar para la desconexión de uno de los reactores del extremo Ancoa de los circuitos Alto Jahuel – Ancoa 500 kV C3 y C4. Ambos requerimientos máximos, de inyección y absorción, se producen en el escenario de demanda alta con mayor generación en la subárea.

El análisis de la efectividad de los recursos de CT para el sistema de 500 kV permite concluir que: en la S/E Alto Jahuel el recurso más efectivo es claramente el Statcom de S/E Maipo, en la S/E Ancoa los recursos más efectivos son el Statcom de S/E Maipo y la central Colbún, y en las SS/EE Entre Ríos y Charrúa se destaca la efectividad de las centrales El Pinar y CMPC Laja. Con respecto a las centrales ERV, cabe señalar que en el escenario analizado sólo se encontraba en servicio el PE La Cabaña.

Del análisis de la efectividad de los recursos de CT para el sistema de 220 kV se concluye que: en la S/E Alto Jahuel el recurso más efectivo es claramente el Statcom de S/E Maipo; entre las SS/EE Candelaria y Punta de Cortés los recursos más efectivos son el Statcom de S/E Maipo y la central Cipresillos; en las SS/EE Puente Negro y Tinguiririca el recurso más efectivo es la central La Higuera; entre las SS/EE Ancoa e Itahue el recurso más efectivo es la central Colbún; entre las SS/EE Mataquito y Nueva Cauquenes el recurso más efectivo es la central Nueva Aldea; en la barra de la S/E Charrúa se destacan como recursos más efectivos las centrales El Pinar y CMPC Laja; al sur de la S/E Charrúa hasta la S/E Mulchén, incluyendo la S/E Los Notros, el recurso más efectivo es la central Ralco; y en las SS/EE Río Malleco y Los Peumos el recurso más efectivo es la central Río Picoiquén. Cabe señalar que al sur de la S/E Charrúa hasta la S/E Río Malleco, la efectividad del PE La Cabaña es mayor que la de las unidades sincrónicas.

Para el sistema de 154 kV se concluye lo siguiente: entre las SS/EE Parral y Montenegro el recurso más efectivo para el CT es claramente la central Nueva Aldea; entre las SS/EE Chillán y Charrúa los recursos más efectivos son las centrales Nueva Aldea, Abanico y Masisa; y en la S/E Los Ángeles el recurso más efectivo es la central Río Picoiquén.

De los escenarios examinados para esta subárea, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta. Además, dado el margen de reactivos y considerando la característica de las curvas Q-V obtenidas, no se presentan riesgos de colapso de tensión.

Subárea de 154 kV

En la subárea 154 kV para el grupo de contingencias analizadas, las barras que presentaron una mayor sensibilidad en operación normal y en estado de alerta producto de variaciones en la potencia reactiva, corresponden a las barras de 154 kV de la S/E Linares y Alto Jahuel. Para ambas barras la contingencia que genera la mayor sensibilidad en la tensión en estado de alerta son la pérdida del transformador ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100MVA.

Por otro lado, la contingencia que se traduce en el mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva corresponde a la falla de la Central Curillinque U1 requiriendo un monto de absorción por parte de los recursos internos de aproximadamente 13.6 MVar (E2). En cuanto a los

requerimientos internos de inyección de potencia reactiva, la contingencia más exigente corresponde a la falla de ATR Itahue 225/161/69kV, requiriendo un monto de 42.5 MVAR (E5).

Los recursos internos más eficaces para controlar las tensiones en las principales barras del ACT 154 kV, corresponden a las centrales de Isla, San Ignacio, Ancoa, y Cipreses.

De los escenarios examinados para esta subárea, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta. Además, dado el margen de reactivos y considerando la característica de las curvas Q-V obtenidas, se observa que en el escenario más exigente y ante las contingencias del transformador ATR Itahue 225/161/69kV 300MVA y del ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100MVA, hay margen de reactivos suficiente.

Subárea Concepción

En la subárea de Concepción los principales recursos internos de control de tensión para el horizonte temporal estudiado son las centrales generadoras las centrales MAPA, Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower), Coronel, Arauco, Horcones, Escuadrón y Newen.

Para esta subárea, las barras más sensibles en operación normal y en estado de alerta producto de variaciones en la potencia reactiva corresponden a la barra de 220 kV de la S/E Concepción y las barras de 154 kV de S/E Coronel y S/E Alonso de Ribera.

Los mayores requerimientos internos de potencia reactiva son: requerimiento de inyección de 47 MVAR para la contingencia en la línea Lagunillas – Coronel 154 kV y requerimiento de absorción de 14 MVAR para la contingencia en la línea Concepción – Alonso de Ribera 154 kV. Es importante mencionar que, en el caso de la contingencia en la línea Lagunillas – Coronel 154 kV en condiciones de demanda alta de la zona, provoca sobrecargas en la línea Los Guindos – Loma Colorada 66 kV y transformador Los Guindo 220/66 kV.

Del análisis de la efectividad de los recursos de CT para la subárea de Concepción se concluye lo siguiente: para sistema comprendido entre las SS/EE Concepción y Hualpén el recurso más efectivo para el CT es la central Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower); entre las SS/EE Hualqui y Lagunillas los recursos más efectivos son las centrales Escuadrón y Coronel; mientras que en S/E Coronel los recursos de CT más efectivos en el CT son las centrales de Coronel y Arauco.

De los escenarios de operación examinados para la subárea de Concepción, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta. Sin embargo, dado el margen de reactivos y considerando la característica de las curvas Q-V obtenidas, se observa que en los escenarios E2 y E3, y ante la contingencia de la línea Lagunillas - Coronel 154kV, el margen de reactivos se ve reducido significativamente en comparación con el resto de las contingencias analizadas, de igual manera se observan tensiones cercanas al límite inferior permitido por la NT para el estado de alerta (0.9 p.u) en la barra de Coronel 154kV.

5.5 Área Sur

Para condiciones de operación normal y post contingencia bajo escenarios de operación analizados las barras más débiles corresponden a S/E Chiloé 220kV y S/E Gamboa 220 kV. La contingencia que produce la mayor sensibilidad de la tensión producto de la variación de la potencia reactiva, corresponde a la salida de servicio del CER de Puerto Montt, seguida por la desconexión de la línea Melipulli - Pargua 220 kV.

El máximo requerimiento dinámico de reactivos para absorción ocurre bajo el escenario E4, donde la falla que causa el mayor requerimiento corresponde a la falla del TR Pargua 230/110/15kV 60MVA, donde los recursos internos de reactivos requeridos por el área de CT Sur corresponde a -49.4 MVAR. Para estos efectos, los principales aportes internos en la zona provienen del CER de Puerto Montt, mientras que los aportes externos provenientes desde el área de CT Centro Sur alcanza un valor de aproximadamente -2.8 MVAR.

Por su parte, el máximo requerimiento dinámico de reactivos para inyección también ocurre bajo el escenario de demanda máxima E4, donde la falla que causa el mayor requerimiento corresponde a la falla de una unidad de la Central Canutillar y los recursos internos de reactivos requeridos por el área de CT Sur corresponde aproximadamente a 93.1 MVAR. Para estos efectos, los principales aportes internos en la zona provienen del CER de Puerto Montt, mientras que los aportes externos provenientes desde el área de CT Centro Sur alcanza un valor de 6.4 MVAR.

En cuanto a las prioridades de uso y de la efectividad de los recursos de CT se concluye que, para el sistema comprendido entre las SS/EE Cautín y C. de Huichahue el recurso más efectivo para el CT corresponden a la Central Valdivia, Carilafquen, Los Lagos y al CER de Puerto Montt en menor medida; entre las SS/ Nueva Pichirropulli y Tineo los recursos más efectivos corresponden al CER de Puerto Montt y las centrales Rucatayo, Canutillar y Los Lagos.; mientras que en S/E Puerto Montt y Gamboa, los elementos más efectivos corresponden al CER de Puerto Montt y a las Centrales Canutillar, Rucatayo y Los Lagos.

Con respecto a las centrales ERV y su efectividad de CT, se concluye que; entre las SS/EE Tineo y Gamboa las centrales más efectivas corresponden a PE San Pedro.

De los escenarios de operación examinados para la subárea sur, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta. Conforme con lo anterior, esta zona no presenta problemas de estabilidad o colapso de tensión.

5.6 Consideraciones Generales

De acuerdo con las simulaciones realizadas, la falla de centrales importantes (falla de un Ciclo Combinado, por ejemplo) significa un problema que afecta a todo el sistema, debido a que, junto con la necesidad de suplir el déficit local de potencia reactiva, también se debe suplir el déficit de potencia activa. Este déficit es compensado por las centrales que aportan a la reserva primaria y con esto se produce un aumento en las transferencias por el sistema de transmisión, lo que deriva en un aumento en las pérdidas y consumo de reactivos del sistema.

Si bien el informe presenta los requerimientos de reactivos de acuerdo con el aporte adicional de los generadores y equipos de compensación estáticos (CER, STATCOM, SVC Plus) de cada una de las áreas estudiadas, es importante mencionar que el sistema (a través de las líneas que inyectan a cada una de las zonas) aporta con recursos adicionales que son relevantes para mantener el control y estabilidad de tensión de algunas zonas.

Como se señaló para las ACT del Norte Grande y Área Sur, existen condiciones operacionales locales donde, considerando los recursos operacionales disponibles, la apertura de líneas resultó ser la mejor solución técnica, a efectos de mantener las tensiones dentro de los rangos normales de operación establecidos en la NTSyCS. Estas condiciones operativas locales se producen debido a que las instalaciones de transmisión de la zona en cuestión no están debidamente auto compensadas. Cabe destacar que soluciones más estructurales a este problema deberán ser abordadas en una instancia adicional, con una perspectiva de planificación, fuera del alcance de este estudio.

Por otro lado, los parques ERV basados en inversores fueron considerados para efectos de simulación en modo de control PQ, sin embargo, esto implica que en la operación de tiempo real podrán ser requeridos para realizar control dinámico de la tensión en modo PV.

Por último, cabe señalar que la estimación de las reservas de reactivos necesarias para afrontar las contingencias indicadas en el estudio, están supeditadas a las características de la demanda, al tipo de despacho y a la disponibilidad de los recursos definidos en cada uno de los escenarios de operación analizados. En consecuencia, las reservas determinadas en el estudio y su asignación son sólo de carácter referencial.

6 ANEXOS