



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

ESTUDIO DE ESTABILIDAD Y DETECCIÓN DE PROBLEMAS EN SISTEMAS MEDIANOS:
SOLUCIONES PARA EL SISTEMA MEDIANO PALENA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FELIPE IGNACIO BRICEÑO AGUIRRE

PROFESOR GUÍA:
PABLO FERNÁNDEZ ULLOA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANDRÉS CABA RUTTE
JOSÉ CORNEJO BARREDO

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: FELIPE IGNACIO BRICEÑO AGUIRRE
FECHA: 2024
PROFESOR GUÍA: SR. PABLO FERNÁNDEZ
ULLOA

ESTUDIO DE ESTABILIDAD Y DETECCIÓN DE PROBLEMAS EN SISTEMAS MEDIANOS: SOLUCIONES PARA EL SISTEMA MEDIANO PALENA

El sistema mediano Palena es un sistema eléctrico aislado (desvinculado del sistema eléctrico nacional) el cual se encuentra entre las regiones de Los Lagos y Aysen. Este sistema alimenta principalmente las localidades de Chaitén, Santa Lucía, Palena, Futaleufú, La Junta, Lago Verde y Puyuhuapi.

Debido a que este sistema se encuentra desvinculado del sistema eléctrico nacional (SEN) y producto del clima lluvioso y tormentoso presente en la zona, este sistema es propenso a presentar cortocircuitos, lo que deriva en la pérdida de suministros de los clientes de dicha región o, en el peor de los casos, la caída completa del sistema eléctrico.

En esta línea, el presente trabajo tiene como objetivo realizar un diagnóstico de la estabilidad del sistema mediano (SM) Palena, con el fin de detectar las principales problemáticas, así como las contingencias que signifiquen un mayor desafío para continuidad del suministro eléctrico. Obtenidas los principales problemas de estabilidad, se busca evaluar un vector de propuestas de soluciones que puedan evitar la pérdida parcial o completa del SM Palena.

Para este análisis se confeccionan una serie de escenario que buscan una representación fidedigna de la operación real del sistema Palena. Con el fin de lograr esto, se estudian los registros de consumos del sistema y del despacho de los años 2021 y 2022, información proporcionada por SAESA.

Los resultados obtenidos muestran que los principales problemas del sistema Palena se deben a colapsos por subfrecuencia y desconexión de unidades sincrónicas por la actuación de la protección de reactivo inverso. Luego, para solventar estos problemas de estabilidad se detecta que una solución posible es la implementación de esquemas automáticos de desconexión de carga (EDAC), en el caso del colapso por subfrecuencia y de la inclusión de un reactor que opere ante contingencia, en el caso de los problemas de reactivo inverso.

Implementadas estas soluciones, se observa una mejora considerable en el desempeño estático y dinámico del sistema Palena, logrando mantenerse estable para la mayoría de las contingencias evaluadas y en la mayoría de los escenarios.

Agradecimientos

Primero quiero agradecer a mi familia que, a pesar de que los he hecho sufrir con mi demora en sacar la carrera, siempre me han apoyado con todo, incentivándome a seguir creciendo y superarme a mí mismo. Además, me dieron la posibilidad de estudiar tanto en un buen colegio como en una buena universidad, sin presionarme por seguir una carrera específica y siempre buscando lo mejor para mí como persona. Agradecer a mi mamá que siempre me entrega cariño y se preocupa de que este viviendo bien, a mi papá que me ha inculcado la curiosidad ingenieril y a mis hermanos Paulina y Alejandro que me apoyaron en todo momento en mi estadía en la universidad.

Por otro lado, quiero agradecer a mi comisión Pablo Fernández, José Cornejo y Andrés Caba que han sido el apoyo más directo en este trabajo. Han sido fundamental en este trabajo y no podría haberlo terminado sin su participación. Pablo Fernández y José Cornejo, además de excelentes colegas de trabajo, se han vuelto increíbles amigos con los que disfruto trabajar. Por otro lado, Andrés Caba siempre me dio los mejores consejos durante el proceso de este trabajo.

Otro gran apoyo ha sido mi red de amistad. Primero quiero agradecer a Cako y Vale que, aunque no lo noten, me han apoyado infinito en toda mi vida cotidiana y personal. A Barri y la Ale, con los que siempre puedo compartir y relajarme en momentos de estrés. A Matt y Nacho que, a pesar de hacer bromas sobre no tener título, hemos compartido grandes momentos. Al Aaron, Jaime y Pablo, que desde el comienzo de la universidad se convirtieron en grandes amigos y mi vida universitaria hubiera sido muy distinta sin ellos.

Tabla de contenido

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.	Motivación.....	1
1.2.	Objetivos.....	2
1.2.1.	Objetivo general	2
2	MARCO TEÓRICO	3
2.1.	Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia	3
2.1.1.	Introducción	3
2.1.2.	Clasificación de estabilidad	3
2.2.	Indicadores de robustez de sistemas de potencia.....	10
2.2.1.	Importancia de la inercia en los SEP	10
2.2.2.	Importancia de los niveles de cortocircuitos en los SEP	10
3	METODOLOGÍA.....	13
3.1.	Metodología.....	13
3.1.1.	Análisis de Información	13
3.1.2.	Desarrollo del Modelo	13
3.1.3.	Selección de puntos de operación	14
3.1.4.	Selección de Contingencias	14
3.1.5.	Detección de problemas de estabilidad	14
3.1.6.	Propuesta y verificación de soluciones	15
4	ANTECEDENTES SM PALENA	16
4.1.	Generadores	17
4.1.1.	Protecciones	18
4.2.	Transformadores	19
4.3.	Líneas de distribución.....	20
4.4.	Reguladores de tensión	21

5	CONFECCIÓN Y ANÁLISIS DE ESCENARIOS	22
5.1.	Determinación de demandas	22
5.2.	Determinación de despacho	24
5.3.	Resumen Escenarios	26
5.4.	Contingencias.....	27
6	ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE CONTINGENCIAS	28
6.1.	Contingencias que deriven en operación en isla.....	28
6.1.1.	Contingencia 1 (C01): Cortocircuito en Alimentador 52E1 Santa Lucía	28
6.1.2.	Contingencia 2 (C02): Cortocircuito en Alimentador 52E2 Futaleufú	31
6.1.3.	Contingencia 3 (C03): Cortocircuito en Alimentador 52E3 Palena	33
6.1.4.	Contingencia 4 (C04): Cortocircuito en Centro Urbano Santa Lucía	35
6.2.	Contingencias de pérdida de consumos	37
6.2.1.	Contingencia 5 (C05): Cortocircuito en Centro Urbano La Junta	37
6.2.2.	Contingencia 6 (C06): Cortocircuito en Centro Urbano Puyuhuapi	38
6.2.3.	Contingencia 7 (C07): Cortocircuito en Centro Urbano Palena	41
6.2.4.	Contingencia 8 (C08): Cortocircuito en Centro Urbano Futaleufú	43
6.2.5.	Contingencia 9 (C09): Cortocircuito en Centro Urbano Chaitén	46
6.3.	Contingencias de pérdida de generación	48
6.3.1.	Contingencia 10 (C10): Pérdida de unidad de Central Térmica Chaitén	48
6.3.2.	Contingencia 11 (C11): Pérdida de unidad de Central Térmica Futaleufú	51
6.3.3.	Contingencia 12 (C12): Pérdida de unidad de Central Térmica Palena	54
6.4.	Resumen de Diagnóstico de Estabilidad de Sistema	56
7	PROPUESTAS DE SOLUCIONES.....	58
7.1.	Señal de disparo a reconector La Junta.....	58
7.2.	Modificaciones operacionales.....	60
7.3.	Esquema Automático de Desconexión de Carga (EDAC)	63

7.3.1. EDAC Distribuido	63
7.3.2. EDAC Concentrado	66
7.4. Equipo de compensación reactiva.....	70
7.4.1. Banco de reactores en central Chaitén	70
7.5. Resumen de propuestas de soluciones.....	73
8 CONCLUSIONES.....	74
9 BIBLIOGRAFÍA.....	81
10 ANEXOS.....	84

Índice de Figuras

FIGURA 2-1: CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD [1].	3
FIGURA 3-1: DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA A DESARROLLAR.	13
FIGURA 4-1: DIAGRAMA DE SISTEMA MEDIANO PALENA.	16
FIGURA 4-2: AJUSTES DE PROTECCIONES DE GENERADOR CH RÍO AZUL [35].	18
FIGURA 5-1: GENERACIÓN TOTAL EN SM PALENA PRIMER SEMESTRE DE AÑO 2021.	22
FIGURA 5-2: GENERACIÓN TOTAL EN SM PALENA SEGUNDO SEMESTRE DE AÑO 2021.	23
FIGURA 5-3: GENERACIÓN TOTAL EN SM PALENA PRIMER SEMESTRE DE AÑO 2022.	23
FIGURA 6-1: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 1 SM PALENA.	28
FIGURA 6-2: FLUJO DE POTENCIA CONTINGENCIA 1 ESCENARIO E01-G01-DB CON UNIDAD 5859 EN SERVICIO.	29
FIGURA 6-3: FALLA EN ALIMENTADOR 52E1 SANTA LUCÍA CON RECONEXIÓN AUTOMÁTICA EXITOSA E01-G01-DB.	30
FIGURA 6-4: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 2 SM PALENA.	31
FIGURA 6-5: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 2 SIN RECONEXIÓN AUTOMÁTICA E07-G03-DA.	32
FIGURA 6-6: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 3 SM PALENA.	33
FIGURA 6-7: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 3 SIN RECONEXIÓN AUTOMÁTICA E08-G03-DA.	34
FIGURA 6-8: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 4 SM PALENA.	35
FIGURA 6-9: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 4 SIN RECONEXIÓN AUTOMÁTICA E08-G03-DA.	36
FIGURA 6-10: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 5 SM PALENA.	37
FIGURA 6-11: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 5 E07-G02-DA.	38
FIGURA 6-12: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 6 SM PALENA.	39
FIGURA 6-13: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 6 E07-G02-DA.	40
FIGURA 6-14: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 7 SM PALENA.	41
FIGURA 6-15: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 7 SIN RECONEXIÓN AUTOMÁTICA E08-G03-DA.	42
FIGURA 6-16: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 8 SM PALENA.	43
FIGURA 6-17: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 8 SIN RECONEXIÓN AUTOMÁTICA E08-G03-DA.	44
FIGURA 6-18: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 8 CON RECONEXIÓN AUTOMÁTICA E07-G02-DA.	45
FIGURA 6-19: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 9 SM PALENA.	46
FIGURA 6-20: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 9 SIN RECONEXIÓN AUTOMÁTICA E01-G01-DB.	47
FIGURA 6-21: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 10 SM PALENA.	48
FIGURA 6-22: DESCONEXIÓN DE UNIDAD DE CENTRAL CHAITÉN E02-G02-DB.	49
FIGURA 6-23: DESCONEXIÓN DE UNIDAD DE CENTRAL CHAITÉN E07-G02-DA.	49
FIGURA 6-24: TASA DE DESCENSO DE FRECUENCIA DESC. DE UNIDAD 5776 DEMANDA ALTA.	50
FIGURA 6-25: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 11 SM PALENA.	51
FIGURA 6-26: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 11 E02-G02-DB.	52
FIGURA 6-27: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 11 E07-G02-DA.	53
FIGURA 6-28: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 11 SM PALENA.	54
FIGURA 6-29: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 12 E03-G03-DB.	55
FIGURA 6-30: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 12 E08-G03-DA.	56
FIGURA 7-1: DIAGRAMA DE CONTINGENCIA 1 SM PALENA.	58
FIGURA 7-2: COMPARACIÓN CONTINGENCIA 1 CON Y SIN SEÑAL DE DISPARO A RECONNECTADOR LA JUNTA.	59
FIGURA 7-3: CONTINGENCIA 7 ESCENARIO BASE E08-G03-DA.	60
FIGURA 7-4: CONTINGENCIA 7 ESCENARIO MODIFICADO E08-G03-DA.	61
FIGURA 7-5: UBICACIÓN EDAC DISTRIBUIDO.	63
FIGURA 7-6: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 10 SIN EDAC E08-G03-DA.	65
FIGURA 7-7: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 10 CON EDAC DISTRIBUIDO E08-G03-DA.	65
FIGURA 7-8: UBICACIÓN DE EDAC CONCENTRADO.	67
FIGURA 7-9: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 10 SIN EDAC E08-G03-DA.	68
FIGURA 7-10: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 10 CON EDAC CONCENTRADO E08-G03-DA.	68
FIGURA 7-11: EVOLUCIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA CONTINGENCIA 10 CON EDAC CONCENTRADO E08-G03-DA.	69
FIGURA 7-12: FALLA EN COMIENZO DE ALIMENTADOR 52E2 FUTALEUFÚ E06-G03-DM CON REACTOR DE 900KVAR PERMANENTE.	70
FIGURA 7-13: FALLA EN CENTRO URBANO CHAITÉN E08-G03-DA SIN COMPENSACIÓN REACTIVA.	71
FIGURA 7-14: FALLA EN CENTRO URBANO CHAITÉN E08-G03-DA CON COMPENSACIÓN REACTIVA.	71

Índice de Tablas

TABLA 4.1: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE GENERADORES DE SM PALENA PARTE 1.	17
TABLA 4.2: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE GENERADORES DE SM PALENA PARTE 2.	17
TABLA 4.3: AJUSTES DE PROTECCIONES DE GENERADORES UNIDADES TÉRMICAS [37].	19
TABLA 4.4: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE TRANSFORMADORES DE SM PALENA PARTE 1.....	19
TABLA 4.5: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE TRANSFORMADORES DE SM PALENA PARTE 2.....	20
TABLA 4.6: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE SM PALENA.	21
TABLA 4.7: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE REGULADORES DE TENSIÓN DE SM PALENA.	21
TABLA 5.1: VALORES DE DEMANDA.	24
TABLA 5.2: FRECUENCIA DE PRESENCIA DE CENTRALES EN OPERACIÓN REAL.	24
TABLA 5.3: RESUMEN DE ESCENARIOS BASE CONFECCIONADOS.	25
TABLA 5.4: DESPACHO DE UNIDADES POR ESCENARIO.....	26
TABLA 5.5: CARACTERÍSTICAS DE LOS ESCENARIOS.	26
TABLA 6.1: CARACTERÍSTICAS DE SUBSISTEMA (52E1 SANTA LUCÍA) POSTERIOR A C01.	29
TABLA 6.2: RESUMEN DE DIAGNÓSTICO.....	57
TABLA 6.3: RESUMEN DE CONTINGENCIAS QUE PROVOCAN ACTUACIÓN DE REACTIVO INVERSO.....	57
TABLA 7.1: RESUMEN DE RESULTADOS MODIFICACIONES OPERACIONALES.....	62
TABLA 7.2: VALORES DE DESPRENDIMIENTO DE CARGA POR EDAC DISTRIBUIDO.	64
TABLA 7.3: RESUMEN DE RESULTADOS EDAC DISTRIBUIDO.	66
TABLA 7.4: RESUMEN DE RESULTADOS EDAC CONCENTRADO.....	69
TABLA 7.5: RESUMEN DE RESULTADOS REACTOR CHAITÉN.....	72
TABLA 7.6: RESUMEN DE SOLUCIONES.....	73
TABLA 8.1: RESUMEN DE DIAGNÓSTICO.....	76
TABLA 8.2: RESUMEN DE RESULTADOS MODIFICACIONES OPERACIONALES.....	78
TABLA 8.3: RESUMEN DE RESULTADOS EDAC CONCENTRADO.....	78
TABLA 8.4: RESUMEN DE RESULTADOS EDAC DISTRIBUIDO.	79
TABLA 8.5: RESUMEN DE RESULTADOS REACTOR CHAITÉN.....	80

1 INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación

La mayor parte de Chile se encuentra conectada a un único sistema eléctrico nacional (SEN), el cual abarca desde la región de Arica y Parinacota hasta la región de Los Lagos. Sin embargo, existen algunas localidades (principalmente rurales) en la zona austral de Chile que no se encuentran conectadas al sistema eléctrico nacional. Para abastecer los consumos eléctricos de estas comunidades es donde nacen los sistemas medianos, los cuales se definen como un sistema eléctrico cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200MW y superior a 1.500kW [1]. Debido a que estos sistemas se encuentran desvinculados del sistema eléctrico nacional, son sistemas poco robustos y propensos a perder estabilidad, es decir, con grandes probabilidades de perder el suministro eléctrico.

En particular, se encuentra el sistema mediano (SM) Palena. Este sistema presenta un total de aproximadamente 460km de longitud, alimentando los consumos emplazados desde la localidad de Chaitén hasta los consumos en la zona de Puyuhuapi y presenta una capacidad instalada de aproximadamente 6,5MW, distribuida en la central hidráulica Río Azul, de 1,4MW y aproximadamente 5,1MW de generación térmica en base a diésel distribuida a lo largo del sistema.

Producto del clima austral presente en el sistema Palena (bosques frondosos y fuertes lluvias), el sistema es propenso a presentar cortocircuitos en su red de distribución. Esto, en adición a la poca robustez que presenta este sistema, implican la frecuente pérdida de suministro eléctrico en las comunidades de la zona.

Por otro lado, se destaca que los sistemas eléctricos presentan un límite en la frecuencia de pérdida de suministro eléctrico que pueden tener antes de que la superintendencia de electricidad y combustible (SEC) sancione económicamente al dueño del sistema, en este Edelayesen, filial del grupo SAESA.

En el contexto anterior, el objetivo del presente trabajo es realizar una evaluación de la estabilidad del sistema mediano Palena actual con el propósito de realizar un diagnóstico de las principales situaciones que deriven en pérdida de suministro eléctrico. Finalmente, de acuerdo con el diagnóstico realizado, y en función de los resultados obtenido se proponen medidas correctivas o soluciones que logren evitar la pérdida, parcial o total, de suministro energético.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Modelar Sistema Mediano Palena utilizando el software PowerFactory *DigSilent* para desarrollar un diagnóstico de la estabilidad del sistema, y de esta manera detectar los habituales problemas de estabilidad que deriven en pérdida de parte del sistema o el colapso completo de éste.

Proponer y evaluar distintas soluciones técnicas que logren evitar la desconexión parcial o completa del sistema mediano Palena.

Objetivos específicos

- Desarrollar y confeccionar una Base de Datos que represente el sistema eléctrico actual, la cual será usada en las simulaciones estáticas y dinámicas.
- Seleccionar puntos de operación de acuerdo a la operación real del sistema para el análisis de estabilidad.
- Diagnosticar, mediante simulaciones, estáticas y dinámicas, las problemáticas habituales que se presentan en relación a la estabilidad del sistema Palena.
- Proponer y evaluar propuestas de soluciones que puedan solventar los problemas de estabilidad encontrados, evitando la desconexión parcial o colapso del sistema.

2 MARCO TEÓRICO

2.1. Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

2.1.1. Introducción

Un sistema de energía moderno típico es un proceso multivariable cuya respuesta dinámica está influenciada por una amplia gama de dispositivos con diferentes características y tasas de respuesta. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. Dependiendo de la topología de la red, la condición de funcionamiento del Sistema y la forma de perturbación, diferentes conjuntos de fuerzas opuestas pueden experimentar un desequilibrio sostenido que conduce a diferentes formas de inestabilidad.

2.1.2. Clasificación de estabilidad

La estabilidad de los SEP es en esencia un problema único, aunque existen múltiples formas en que un SEP puede ser inestable. Sin embargo, dada la complejidad de las ecuaciones, no es recomendable analizar y tratar el problema como si fuese único. Además, debido a la multidimensionalidad y complejidad de los problemas de estabilidad en SEP reales, es conveniente realizar supuestos que simplifiquen el análisis de modo de estudiar problemas específicos. El análisis de estabilidad, incluyendo la identificación de factores claves que contribuyen a la inestabilidad, se ve muy facilitado al clasificar la estabilidad en categorías [10].

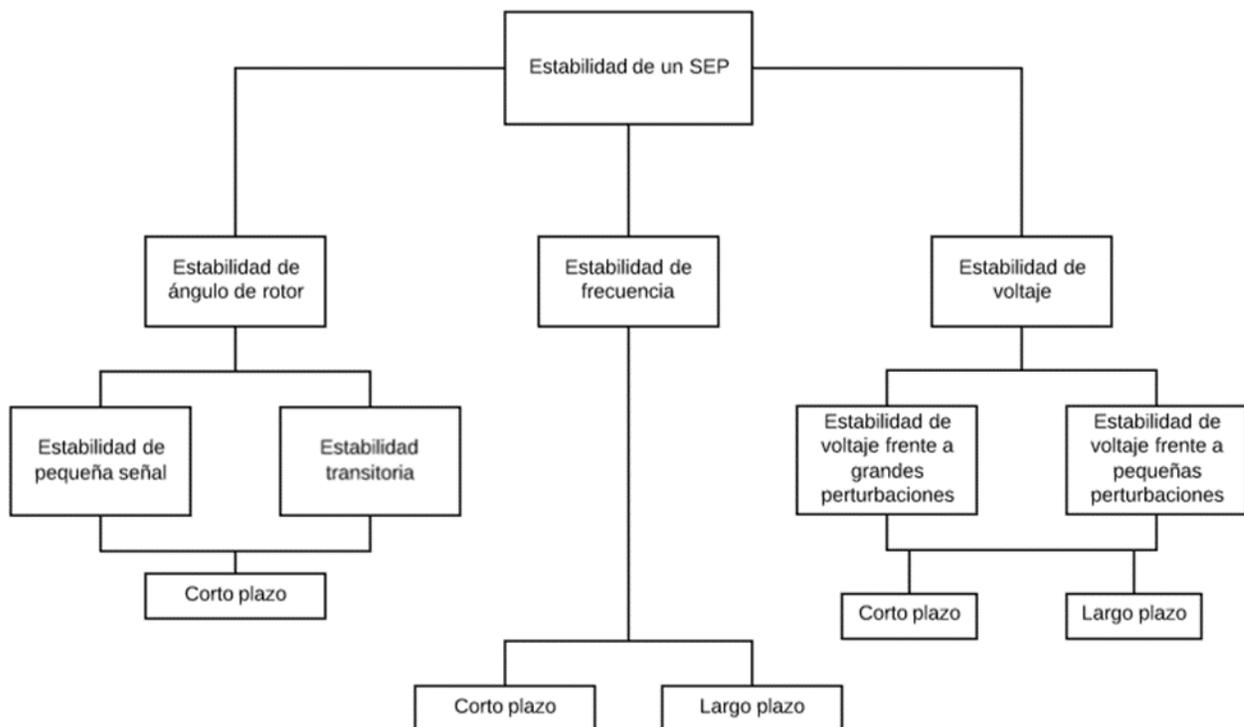


Figura 2-1: Clasificación de estabilidad [10].

En la Figura 2-1 se observa la clasificación de estabilidad propuesta en [10], esta es una de las más aceptadas, ya que fue realizada por la IEEE en conjunto con el CIGRE. Como se mencionó en párrafos anteriores, esta división permite estudiar, más fácilmente, la estabilidad de un SEP, analizando cada una de las componentes fundamentales que intervienen en ella, dependiendo de su magnitud y tiempo de acción.

Estabilidad del ángulo del rotor.

La estabilidad del ángulo del rotor se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia interconectado de permanecer sincronizadas después de ser sometidas a una perturbación. Depende de la capacidad de mantener/restablecer el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina síncrona en el sistema. La inestabilidad que puede resultar se produce en forma de oscilaciones angulares crecientes de algunos generadores que conducen a su pérdida de sincronismo con otros generados. El problema de estabilidad del ángulo del rotor implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de potencia. Un factor fundamental en este problema es la manera en que las salidas de potencia de las máquinas síncronas varían a medida que cambian sus ángulos de rotor.

En condiciones de régimen permanente, existe un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque electromagnético de salida de cada generador, y la velocidad permanece constante. Si el sistema se perturba, este equilibrio se altera, lo que resulta en la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo con las leyes de movimiento de un cuerpo giratorio. Si un generador funciona temporalmente más rápido que otro, la posición angular de su rotor con respecto a la de la máquina más lenta avanzará. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina lenta a la máquina rápida, dependiendo de la relación potencia-ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y, por lo tanto, la separación angular. Más allá de un cierto límite, un aumento en la separación angular se acompaña de una disminución en la transferencia de potencia, de modo que la separación angular se incrementa aún más. La inestabilidad resulta si el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a estas diferencias de velocidad del rotor. Para cualquier situación dada, la estabilidad del sistema depende de si las desviaciones en las posiciones angulares de los rotores resultan en pares de restauración suficientes [12]. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema, o entre grupos de máquinas, manteniendo el sincronismo dentro de cada grupo después de separarse entre sí. El cambio en el torque electromagnético de una máquina síncrona después de una perturbación se puede resolver en dos componentes:

- Componente de torque sincronizante: en fase con desviación del ángulo del rotor.
- Componente de torque de amortiguante: en fase con la desviación de velocidad.

La estabilidad del Sistema depende de la existencia de ambos componentes de torque para cada una de las máquinas síncronas. La falta de suficiente torque sincronizante da como resultado inestabilidad aperiódica o no oscilatoria, mientras que la falta de torque amortiguante da como resultado inestabilidad oscilatoria.

Para mayor comodidad en el análisis y para obtener información útil sobre la naturaleza de los problemas de estabilidad, es útil caracterizar la estabilidad del ángulo del rotor en términos de las siguientes dos subcategorías:

- La estabilidad del ángulo del rotor de pequeña perturbación (o pequeña señal) se relaciona con la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo en pequeñas perturbaciones. Se considera que las perturbaciones son lo suficientemente pequeñas como para permitir la linealización de las ecuaciones del sistema para fines de análisis [13]. La estabilidad a pequeñas perturbaciones depende del estado operativo inicial del sistema.

En los sistemas de energía actuales, el problema de estabilidad del ángulo del rotor con pequeñas perturbaciones generalmente se asocia con una amortiguación insuficiente de las oscilaciones. El problema de la inestabilidad aperiódica se ha eliminado en gran medida mediante el uso de reguladores de voltaje del generador de acción continua; Sin embargo, este problema aún puede ocurrir cuando los generadores operan con excitación constante cuando están sujetos a las acciones de los limitadores de excitación (limitadores de corriente de campo).

Los problemas de estabilidad del ángulo del rotor con pequeñas perturbaciones pueden ser de naturaleza local o global. Los problemas locales involucran una pequeña parte del sistema de energía y, generalmente, están asociados con las oscilaciones del ángulo del rotor de una sola planta de energía contra el resto del sistema de energía. Dichas oscilaciones se denominan oscilaciones de modo de planta local. La estabilidad (amortiguación) de estas oscilaciones depende de la fuerza del sistema de transmisión según lo visto por la planta de energía, los sistemas de control de excitación del generador y la salida de la planta [12]

Los problemas globales son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores y tienen efectos generalizados. Implican oscilaciones de un grupo de generadores en un área que se balancean contra un grupo de generadores en otra área. Dichas oscilaciones se denominan oscilaciones en modo interárea [14].

- La estabilidad del ángulo del rotor de gran perturbación o la estabilidad transitoria, como se le conoce comúnmente, se refiere a la capacidad del sistema de energía para mantener el sincronismo cuando se somete a una perturbación severa, como un cortocircuito en una línea de transmisión. La respuesta del sistema resultante implica grandes excursiones de los ángulos del rotor del generador y está influenciada por la relación de potencia-ángulo no lineal.

La estabilidad transitoria depende tanto del estado operativo inicial del sistema como de la gravedad de la perturbación. La inestabilidad suele ser en forma de la separación angular aperiódica debido a un torque de sincronización insuficiente, que se manifiesta como la primera inestabilidad de oscilación. Sin embargo, en grandes sistemas de energía, la inestabilidad transitoria puede no ocurrir siempre como la primera inestabilidad de oscilación asociada con un solo modo; podría ser el resultado de la superposición de un modo de oscilación lenta entre áreas y un modo de oscilación de la planta local que causa una gran excursión del ángulo del rotor más allá de la primera oscilación [12]. También podría ser el resultado de los efectos no lineales que afectan a un solo modo y causan inestabilidad más allá de la primera oscilación.

Como se identifica en la [1], la estabilidad del ángulo del rotor de pequeña perturbación, así como la estabilidad transitoria, se clasifican como fenómenos a corto plazo. El término estabilidad dinámica también aparece en la literatura como una clase de estabilidad del ángulo del rotor. Sin embargo, ha sido utilizado para denotar diferentes fenómenos por diferentes autores.

Estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad de un sistema de energía para mantener voltajes constantes en todas las barras en el sistema después de haber sido alterado por una

condición de operación inicial dada. La inestabilidad que puede resultar se produce en forma de una caída progresiva o aumento de los voltajes de algunas barras. Un posible resultado de la inestabilidad del voltaje es la pérdida de carga en un área o la desconexión de las líneas de transmisión y otros elementos por sus sistemas de protección que conducen a interrupciones en cascada. La pérdida de sincronismo de algunos generadores puede resultar de estas interrupciones o de condiciones de operación que violan el límite de corriente de campo [15].

La caída progresiva de los voltajes de las barras también puede ser asociada con la inestabilidad del ángulo del rotor. Por ejemplo, la pérdida de sincronismo de las máquinas a medida que los ángulos del rotor entre dos grupos de máquinas se aproximan a 180° provoca una caída rápida de los voltajes en puntos intermedios de la red cerca del centro eléctrico [16]. Normalmente, los sistemas de protección operan para separar los dos grupos de máquinas y los voltajes se recuperan a niveles dependiendo de las condiciones posteriores a la separación. Sin embargo, si el sistema no está tan separado, los voltajes cerca del centro eléctrico oscilan rápidamente entre valores altos y bajos como resultado de repetidos “deslizamientos de polos” entre los dos grupos de máquinas. En contraste, el tipo de caída sostenida de voltaje, que está relacionada con la inestabilidad del voltaje, involucra cargas y puede ocurrir donde la estabilidad del ángulo del rotor no es un problema.

El término *colapso de tensión* también se usa a menudo. Es el proceso por el cual la secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad del voltaje conduce a un apagón o voltajes anormalmente bajos en una parte significativa del sistema de alimentación [15]. La operación en régimen permanente a bajo voltaje puede continuar después de que los cambiadores de tap del transformador alcancen su límite de refuerzo, con una pérdida intencional y/o no intencional de alguna carga. La carga restante tiende a ser sensible al voltaje y la demanda conectada al voltaje normal no se cumple.

La fuerza impulsora de la inestabilidad del voltaje suele ser la carga. En respuesta a una perturbación, la energía consumida por las cargas tiende a restablecerse por la acción del ajuste de deslizamiento del motor, los reguladores de tensión y los transformadores de cambio de tap bajo carga. Las cargas restauradas aumentan el estrés en la red de alto voltaje al aumentar el consumo de potencia reactiva y causar una mayor reducción de voltaje. Una situación de inestabilidad de voltaje ocurre cuando la dinámica de carga intenta restaurar el consumo de energía más allá de la capacidad de la red de transmisión y la generación conectada [17].

Un factor importante que contribuye a la inestabilidad del voltaje es la caída de voltaje que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluye a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión; Esto limita la capacidad de la red de transmisión para la transferencia de potencia y el soporte de tensión. La transferencia de potencia y el soporte de voltaje están aún más limitados cuando algunos de los generadores alcanzan sus límites de capacidad de corriente de campo. La estabilidad del voltaje se ve amenazada cuando una perturbación aumenta la demanda de energía reactiva más allá de la capacidad sostenible de los recursos de energía reactiva disponibles.

Si bien la forma más común de inestabilidad de voltaje es la caída progresiva del voltaje en alguna barra, el riesgo de inestabilidad por sobretensión también existe y se ha experimentado al menos un sistema [15]. Es causada por un comportamiento capacitivo de la red (líneas de transmisión EHV que funcionan por debajo de la carga de impedancia de sobretensión), así como por limitadores de subexcitación que impiden que los generados y/o compensadores síncronos absorban el exceso de potencia reactiva. En este caso, la inestabilidad está asociada con la

incapacidad del sistema combinado de generación y transmisión para operar por debajo de cierto nivel de carga. En su intento de restaurar esta potencia de carga, los cambiadores de derivación del transformador causan inestabilidad de voltaje a largo plazo.

También se pueden experimentar problemas de estabilidad de voltaje en los terminales de enlaces HVDC utilizados para aplicaciones de larga distancia [18]. Por lo general, están asociadas con enlaces HVDC conectados a sistemas débiles y pueden ocurrir en estaciones rectificadoras o inversoras, y están asociados con las características desfavorables de “carga” de potencia reactiva de convertidores. Las estrategias de control de enlace de HVDC tienen una influencia muy significativa en tales problemas, ya que los controles determinan la potencia activa y reactiva en la unión de AC/DC. Si la carga resultante en la transmisión AC lo estresa más allá de su capacidad, se produce inestabilidad de voltaje. Tal fenómeno es relativamente rápido con el marco de tiempo de interés del orden de un segundo o menos. La inestabilidad del voltaje también puede estar asociada con los controles del cambiador de tomas del transformador convertidor, que es un fenómeno considerablemente más lento [19]. Los desarrollos recientes en la tecnología HVDC (convertidores de fuente de voltaje y convertidores de condensador conmutado) han aumentado significativamente los límites para la operación estable de enlaces HVDC en sistemas débiles en comparación con los límites para los convertidores de conmutación de línea.

Como en el caso de la estabilidad del ángulo del rotor, es útil clasificar la estabilidad del voltaje en las siguientes subcategorías:

- La estabilidad del voltaje de grandes perturbaciones se refiere a la capacidad del sistema para mantener voltajes constantes después de grandes perturbaciones tales como fallas del sistema, pérdida de generación o contingencias de cortocircuito. Esta capacidad está determinada por el sistema y las características de carga, y las interacciones de controles y protecciones. La determinación de la estabilidad del voltaje de gran perturbación requiere examinar la respuesta no lineal del sistema de potencia durante un período de tiempo suficiente para capturar el rendimiento y las interacciones de dispositivos tales como motores, cambiadores de tomas de transformadores de carga baja y limitadores de corriente de campo de los generadores. El período de estudio de interés puede extenderse de unos pocos segundos a decenas de minutos.
- La estabilidad del voltaje de pequeña perturbación se refiere a la capacidad del sistema para mantener voltajes constantes cuando se somete a pequeñas perturbaciones, como cambios incrementales en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad está influenciada por las características de las cargas, los controles en un instante de tiempo determinado. Este concepto es útil para determinar, en cualquier instante, cómo responderán los voltajes del sistema a pequeños cambios en el sistema. Con los supuestos apropiados, las ecuaciones del sistema se pueden linealizar para el análisis, lo que permite el cálculo de información de sensibilidad valiosa útil para identificar los factores que influyen en la estabilidad. Sin embargo, esta linealización no puede tener en cuenta los efectos no lineales, como los controles del cambiado de toma de carga (bandas muertas, pasos de taps discretos y delays de tiempo). Por lo tanto, una combinación de análisis lineales y no lineales se utiliza de manera complementaria [20].

Como se señaló anteriormente, el período de tiempo de interés para los problemas de estabilidad de voltaje puede variar de unos pocos segundos a decenas de minutos. Por lo tanto, la estabilidad del voltaje puede ser fenómeno a corto o largo plazo como se identifica en la referencia [7].

La estabilidad de voltaje a corto plazo implica la dinámica de componente de carga de acción rápida, como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y convertidores. El período de estudio de interés es del orden de varios segundos, y el análisis requiere la solución apropiada de ecuaciones diferenciales del sistema; esto es similar al análisis de la estabilidad del ángulo del rotor. El modelado dinámico de cargas es a menudo esencial. En contraste con la estabilidad angular, los cortocircuitos cerca de las cargas son importantes.

La estabilidad de voltaje a largo plazo involucra equipos de acción más lenta, como transformadores de cambio de tomas y limitadores de corriente del generador. El período de estudio de interés puede extender a varios minutos, y se requieren simulaciones a largo plazo para el análisis del rendimiento dinámico del sistema [20]. La estabilidad generalmente está determinada por la interrupción del equipo resultante, en lugar de la gravedad de la perturbación inicial. La inestabilidad se debe a la pérdida del equilibrio a largo plazo (por ejemplo, cuando las cargas intentan restablecer su potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y la generación conectada), el punto de funcionamiento de estado estable posterior a la perturbación es una perturbación pequeña inestable o falta de atracción hacia el equilibrio estable posterior a la perturbación (por ejemplo, cuando una acción correctiva se aplica demasiado tarde) [21]. La perturbación también podría ser una acumulación de carga sostenida (por ejemplo, aumento de carga por la mañana). En muchos casos, el análisis estático [22] se puede utilizar para estimar los márgenes de estabilidad, identificar los factores que influyen en la estabilidad y detectar una amplia gama de condiciones del sistema y gran cantidad de escenarios. Cuando el momento de las acciones de control es importante, este debe complementarse con simulaciones de dominio de tiempo casi estables [23].

Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de energía para mantener una frecuencia constante después de un trastorno grave del sistema que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la generación del sistema y la carga, con una pérdida de carga mínima no intencional. La inestabilidad que puede resultar se produce en forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas que conducen a la salida de unidades generadores y/o cargas.

Las alteraciones severas del sistema generalmente resultan en grandes desviaciones de frecuencia, flujos de potencia, voltaje y otras variables del sistema, invocando las acciones de procesos, controles y protecciones que no se modelan en estudios convencionales de estabilidad transitoria o estabilidad de voltaje. Estos procesos pueden ser muy lentos, como la dinámica de la caldera. En los grandes sistemas de energía interconectados, este tipo de situación se asocia más comúnmente con las condiciones posteriores a la división de los sistemas en islas. La estabilidad en este caso es una cuestión de si cada isla alcanzará o no un estado de equilibrio operativo.

En general, los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados con deficiencias en las respuestas de los equipos, una coordinación deficiente de los equipos de control y protección o una reserva de generación insuficiente. En sistemas en islas aislados, la estabilidad de frecuencia podría ser motivo de preocupación por cualquier perturbación que causa una pérdida de carga o generación relativamente significativa [24].

Durante las excursiones de frecuencia, los tiempos característicos de los procesos y dispositivos que se activan van desde una fracción de segundos, que corresponde a la respuesta de dispositivos tales como el deslastre de carga de baja frecuencia y los controles y protecciones del generador, hasta varios minutos, que corresponden la respuesta de dispositivos como los sistemas de suministro de energía de primer motor y reguladores de voltaje de carga. Por lo tanto, como se identifica en la [1], la estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno a corto plazo o un fenómeno a largo plazo.

Durante las excursiones de frecuencia, las magnitudes de voltaje pueden cambiar significativamente, especialmente para condiciones de isla por desprendimiento de carga por baja frecuencia que descarga el sistema. Los cambios de magnitud de voltaje, que pueden ser mayores en porcentaje que los cambios de frecuencia, afectan el desequilibrio de generación de carga. El alto voltaje puede causar una salida no deseada del generador por una protección de excitación o de voltios/hertz mal diseñados o coordinados. En un sistema sobrecargado, el bajo voltaje puede causar un funcionamiento no deseado de las protecciones de impedancia.

2.2. Indicadores de robustez de sistemas de potencia

En el marco del presente trabajo, es importante conocer las principales características que influyen en la estabilidad de un SEP. La estabilidad de un SEP se ve fuertemente relacionada con dos indicadores típicos que entregan una medida de la fortaleza de un sistema, y con esto una medida de que tan estable o propenso a perder estabilidad es este. Estos indicadores son la inercia y los niveles de cortocircuitos de un SEP.

2.2.1. Importancia de la inercia en los SEP

La inercia sistémica usualmente se considera uno de los parámetros sistémicos claves de los que se basa la operación de los sistemas de potencia [8]. Es una medida de que tan bien el sistema puede soportar desbalances de potencia activa y mantener la frecuencia estable [8]. Los niveles de inercia en un sistema de potencia también representan un indicador de la robustez del sistema. La respuesta inercial es provista inherentemente por las masas rotatorias de los SEP's, tales como los generadores sincrónicos y motores. Ésta afecta tanto la activación de esquemas de desconexión de carga (EDAC) por subfrecuencia durante contingencias, como el desempeño de los sistemas de control de frecuencia en régimen permanente (pequeñas fluctuaciones en las cargas o generación) [9]. Durante los primeros segundos de un desbalance de potencia considerable, la frecuencia del sistema decrece en una tasa dada por la inercia total del sistema. Esto significa que mientras menor sea la inercia del sistema, la frecuencia del sistema decrecerá más rápido.

Debido al acoplamiento electromecánico que existe en los GS, las masas rotatorias inyectarán o absorberán energía cinética en el sistema durante unos segundos para contrarrestar la desviación de frecuencia, de acuerdo a su inercia [10]. Esta respuesta natural de los GS's es provista mientras exista una diferencia entre generación y demanda. Esto significa una dinámica de frecuencia más lenta y, por lo tanto, más fácil de regular. Por lo tanto, en caso de una desconexión espontánea de un GS's, el desbalance de potencia inicial será compensado extrayendo energía cinética de las máquinas rotatorias restantes. Esta acción es esencial para enfrentar la caída de frecuencia del sistema y de esta forma prevenir la activación de EDAC's.

2.2.2. Importancia de los niveles de cortocircuitos en los SEP

La robustez es una característica inherente de cualquier sistema de potencia y una medida del desempeño del mismo en términos de estabilidad ante distintas contingencias. [6]. Un indicador típico de la robustez en un punto de la red es la corriente de falla en el punto. Niveles de corriente de cortocircuito altos se encuentran típicamente en sistemas fuertes, mientras que bajos niveles de cortocircuito se relacionan con sistemas débiles. Durante contingencias, un alto nivel de cortocircuito puede ser visto como los generadores sincrónicos de un SEP respondiendo fuertemente ante una caída de voltaje durante la falla, tratando de restaurar la situación.

Los niveles de cortocircuito varían en la red tanto por la localización, como por los niveles de tensión. Estos son mayores en áreas cerca de generación sincrónica y menores lejos de generadores [7]. Esto se debe a que los generadores sincrónicos son los principales aportadores de corrientes de cortocircuito, siendo capaz de aportar alrededor de 6 veces su corriente nominal durante una falla [7].

En un sistema robusto, la impedancia de la red vista desde el punto donde se mide es baja, es decir, se tiene un sistema enmallado. De esta forma, sistemas poseen bajos niveles de cortocircuito,

por lo que corresponden a sistemas débiles propensos a perder estabilidad [8]. Una forma de ver esto es tomando un equivalente de Thévenin en un punto, luego, la potencia de cortocircuito será:

$$S_{sc} = \frac{V^2}{X_T} \approx \frac{1}{X_T}$$

Donde S_{sc} es la potencia de cortocircuito, V es la tensión de la barra, asumida 1 [p.u.] y X_T es la impedancia de Thévenin en [p.u.]. Un valor alto de potencia de cortocircuito, lo que significa un valor alto de corriente de cortocircuito, significa una impedancia pequeña vista desde el punto medido, lo que significa impedancias series bajas con el resto del sistema.

El nivel de cortocircuito también se observa en las sensibilidades del flujo de potencia con respecto al voltaje o ángulo. Para observar esto, se toma la ecuación (2.2), la cual representa la ecuación linealizada del flujo de potencia con matriz Jacobiana constante [13].

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & V \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & V \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}$$

Se les llama sensibilidades a los términos $\partial P/\partial V$, $\partial Q/\partial V$, $\partial P/\partial \delta$ y $\partial Q/\partial \delta$ ya que reflejan el peso que tiene la tensión y ángulo en los flujos de potencia.

Como primera aproximación se puede asumir que las tensiones en las barras son 1 [p.u.], con lo que se consigue que las sensibilidades son:

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \approx \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \approx -B_{ii} \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \approx \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \approx -B_{ij} \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_i} \approx \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} \approx -G_{ii} \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \approx \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \approx -G_{ij} \end{cases}$$

Además, los términos B_{ij} y G_{ij} vienen dados de la matriz de admitancia de la red. Siendo la admitancia:

$$Y = G + jB = \frac{1}{Z} = \frac{1}{R + jX}$$

Luego, despreciando la resistencia de las líneas, dado que en alta tensión $R \ll X$ se tiene que los valores de G y B son:

$$G = \frac{R}{R^2 + X^2} \approx 0$$

$$B = -\frac{X}{R^2 + X^2} \approx -\frac{1}{X}$$

De esta forma se observa que las sensibilidades del voltaje a los flujos están directamente relacionadas con el nivel de cortocircuito S_{sc} , el cual, a su vez está relacionada con el equivalente de Thévenin en el punto de conexión.

La sensibilidad del voltaje a los flujos muestra que tan rígida es una barra ante cambios en el flujo. De esta forma una barra muy sensible, es decir, que ante una variación en el flujo varía mucho su tensión será un punto de conexión débil y propenso a perder estabilidad, mientras que una barra con menor sensibilidad no habrá mayor variación de tensión, es decir, las caídas de tensión serán menores.

En una red fuerte, con altos niveles de cortocircuito, las sensibilidades $\delta V/\delta P$ o $\delta V/\delta Q$ son pequeñas, sin embargo, en una red débil con bajos niveles de corriente de cortocircuito, las sensibilidades de $\delta V/\delta P$ $\delta V/\delta Q$ son mayores, por lo que la red eléctrica se vuelve más débil [14].

3 METODOLOGÍA

3.1. Metodología

En la presente sección se describe la forma de trabajo que se utiliza para obtener los resultados del estudio de estabilidad para el diagnóstico del sistema mediano Palena. En la siguiente figura se presenta un diagrama de flujo donde se observa la metodología a desarrollar de forma general.

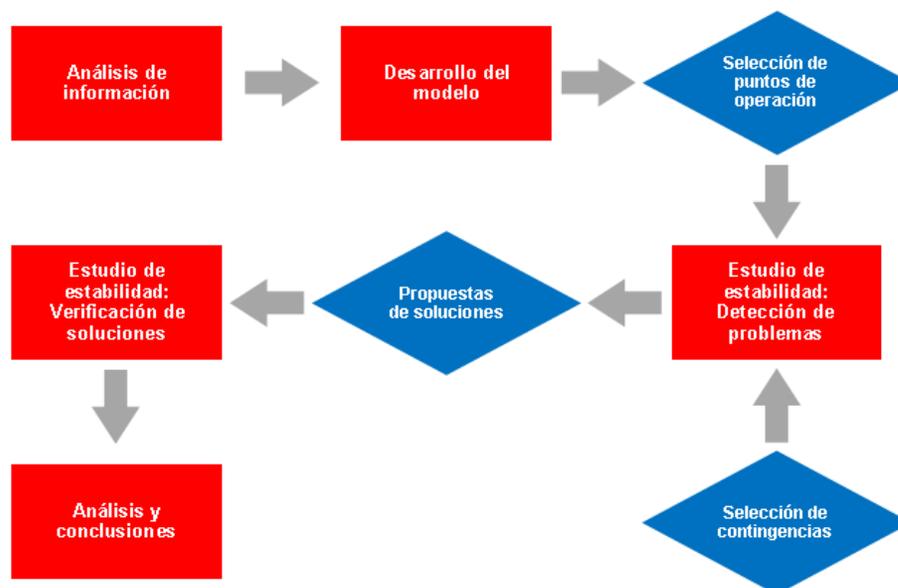


Figura 3-1: Diagrama de flujo de la metodología a desarrollar.

3.1.1. Análisis de Información

La primera etapa del desarrollo del estudio consiste en realizar un procesamiento de la información de entrada entregada por parte de SAESA. Esta información consiste por un lado en la información técnica referida al sistema Palena, así como registros de la operación del mismo.

Este análisis permite obtener la información necesaria para el desarrollo de los modelos que se usarán, además de obtener las curvas de demanda y generación de la operación real del sistema, lo que permite generar estadísticas respecto al consumo y del despacho habitual de las centrales.

3.1.2. Desarrollo del Modelo

Esta parte de la metodología incluye el modelado completo del sistema eléctrico Palena actual. Esto significa modelar en detalle las unidades sincrónicas, transformadores, líneas de distribución y consumos eléctricos.

En el caso de los generadores sincrónicos es imprescindible el modelado en detalle de su comportamiento dinámico. Para esto, los modelos deben incorporar los sistemas de control que estos presenten, considerando los modelos dinámicos de los reguladores de velocidad, turbinas y los reguladores de voltaje (AVR).

Por otro lado, el modelado de los transformadores elevadores y líneas de distribución de la red se realiza por medio de modelos estáticos, considerando sus características eléctricas (resistencia, reactancia, capacitancia, pérdidas, etc)

3.1.3. Selección de puntos de operación

La gran complejidad involucrada en el desarrollo de modelos dinámicos para sistemas eléctricos de potencia, así como los tiempos de ejecución asociados a la simulación dinámica de los mismos, lleva a que sea inviable el estudio de la operación para las 8.760 horas del año. Por este motivo, un paso clave antes de realizar el estudio de estabilidad del sistema es la selección de puntos de operación.

Dentro de los puntos de interés para la definición de puntos de interés se encuentra la condición de demanda que presente el sistema y el despacho de las unidades sincrónicas. Por este motivo, se confeccionarán distintos escenarios variando estos puntos, buscando escenarios lo más apegado a la operación real del sistema de potencia y que abarquen la mayoría de los casos presentes en este sistema.

3.1.4. Selección de Contingencias

Para el análisis de estabilidad y detección de problemáticas en el sistema mediano Palena, es necesario estudiar el comportamiento del sistema ante distintas perturbaciones. En este sentido se estudian cortocircuitos en diferentes lugares del sistema, los que tratan de emular todos los posibles eventos que puedan suceder. Las contingencias seleccionadas se estudiarán en cada escenario, analizando el efecto que esta pueda traer dependiendo de las condiciones operativas del sistema.

En particular las contingencias seleccionadas se clasificarán en tres categorías distintas dependiendo de donde ocurra el cortocircuito y el efecto que este produzca:

- Cortocircuitos que deriven en operación en isla
- Desconexión de consumos
- Pérdida de unidades sincrónicas

Las contingencias se simularán considerando que las fallas se despejan un tiempo inferior al tiempo crítico de despeje de falla. Además, se considera que las líneas tienen una operación selectiva y coordinada ante fallas, es decir, que los eventos son despejados por los reconectores más cercanos a la falla.

3.1.5. Detección de problemas de estabilidad

Teniendo confeccionada y preparada la base de datos y los puntos de operación seleccionados, se realiza un diagnóstico de estabilidad del sistema mediano Palena por medio de simulaciones estáticas y dinámicas tomando en cuenta las contingencias seleccionadas. Con este análisis se encuentran cuáles son las situaciones y condiciones que deriven en problemas de estabilidad del sistema, ya sea mediante pérdida de suministro eléctrico en alguna zona o por un colapso general del sistema.

3.1.6. Propuesta y verificación de soluciones

Luego de realizado el diagnóstico de estabilidad del sistema mediano Palena y encontrado las situaciones más perjudiciales se propondrán medidas correctivas que permitan prevenir la pérdida de estabilidad del sistema o evitar la desconexión de suministro eléctrico.

Entre las posibles medidas correctivas se considerarán modificaciones operacionales de las unidades sincrónicas, incorporación de equipos que refuercen el sistema o automatismos y sistemas de control que actúen ante contingencia, entre otros.

4 ANTECEDENTES SM PALENA

El SM Palena es un sistema radial, el cual consiste en tres alimentadores, los cuales nacen desde la central hidráulica Río Azul, central principal de dicho sistema. Cuenta con aproximadamente 460km de líneas de distribución en un nivel de 23kV y una capacidad total instalada de 6,56kW.

En la siguiente figura se muestra un diagrama simplificado del sistema Palena.

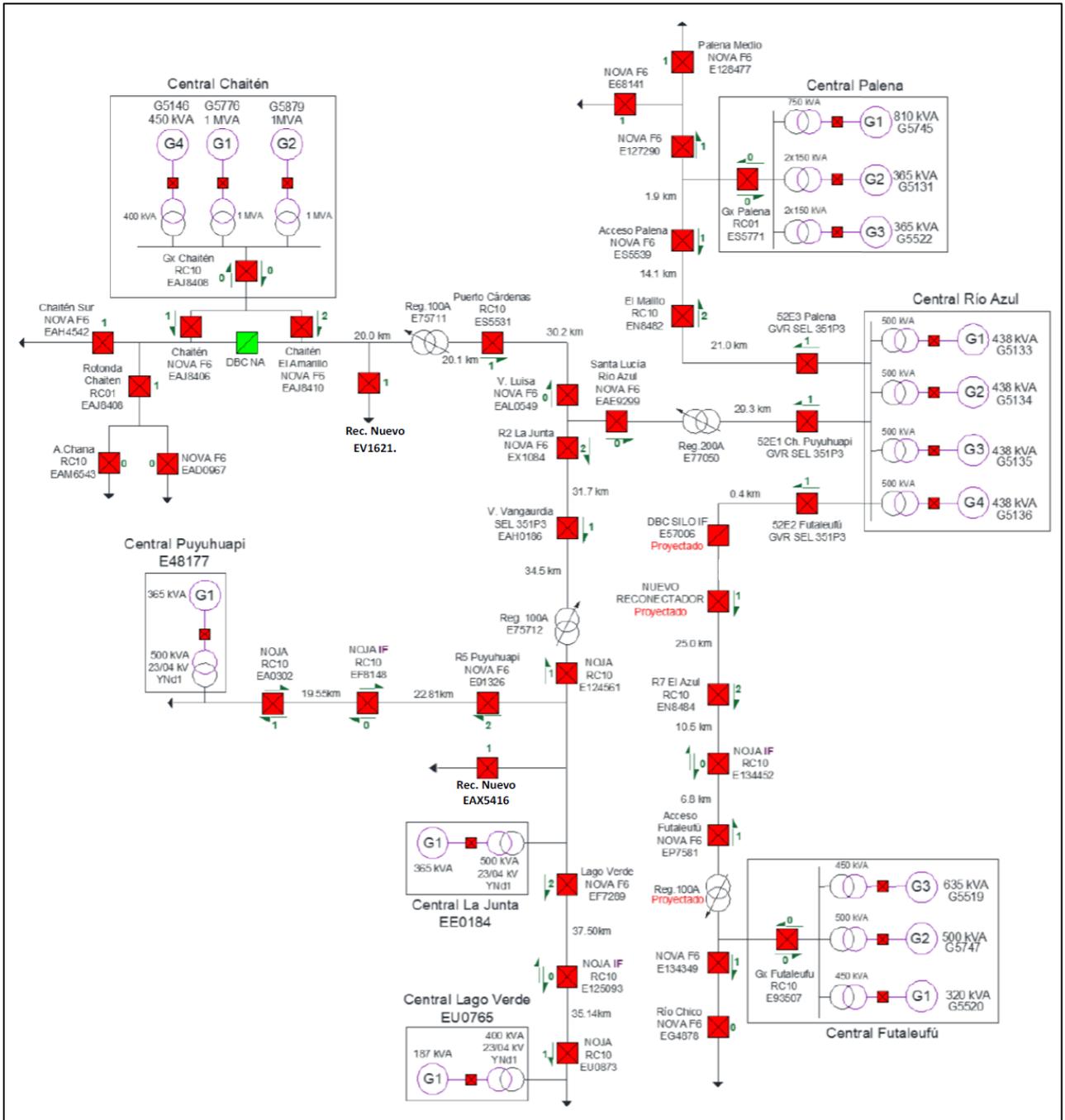


Figura 4-1: Diagrama de Sistema Mediano Palena.

4.1. Generadores

El SM Palena posee 7 nodos de generación (centrales), las cuales totalizan una potencia neta instalada de 6,56kW. El sistema se compone de una central hidráulica llamada central Río Azul, la cual posee una potencia instalada de 1,4MW, dividida en 4 unidades, y de 6 centrales de tipo diésel, las cuales alcanzan una capacidad instalada de 5,16MW.

La principal central en el sistema corresponde a la central hidráulica Río Azul, la cual opera prácticamente en todo momento. Adicionalmente las centrales Chaitén, Futaleufú y Palena (3 unidades cada una) apoyan a la central Río Azul para abastecer el sistema Palena. Por último, las centrales La Junta, Lago Verde y Puyuhuapi corresponden a centrales de respaldo, las cuales operan únicamente cuando estas se encuentran aisladas del sistema Palena (operación en isla).

A continuación, se presenta las principales características eléctricas de las unidades generadoras presentes en el SM Palena.

Central	Chaitén			Río Azul			
Unidad	5776	5859	5146	5133	5134	5135	5136
Voltaje [kV]	0,4	0,4	0,38	0,4	0,4	0,4	0,4
Potencia Nominal [kVA]	1025	1000	450	437,5	437,5	437,5	437,5
Potencia Nominal [kW]	820	800	360	350	350	350	350
X_d [p.u.]	3,35	3,35	3,258	1,2	1,3	1,3	1,27
X_d' [p.u.]	0,2688	0,2688	0,155	0,254	0,254	0,254	0,254
X_d'' [p.u.]	0,1513	0,1513	0,093	0,2	0,2	0,2	0,2
X_q [p.u.]	2,7	2,7	1,955	0,85	0,85	0,85	0,7
X_L Estator [p.u.]	0,12	0,12	0,09	0,15	0,15	0,16	0,12
Inercia H [s]	0,38	0,38	0,4	1,82	1,82	1,82	1,82

Tabla 4-1: Características eléctricas de generadores de SM Palena | Parte 1.

Central	Palena			Futaleufú			La Junta	Lago Verde	Puyuhuapi
Unidad	5745	5131	5522	5520	5747	5519	5860	5766	5514
Voltaje [kV]	0,4	0,4	0,4	0,4	0,38	0,38	0,4	0,4	0,4
Potencia Nominal [kVA]	810	365	365	320	500	635	365	250	365
Potencia Nominal [kW]	648	292	292	256	400	508	292	200	292
X_d [p.u.]	2,8	2,75	3,25	2,6	2,94	3,48	3,478	3,478	3,431
X_d' [p.u.]	0,22	0,27	0,27	1,2	0,13	0,2	0,265	0,265	0,265
X_d'' [p.u.]	0,15	0,15	0,25	0,17	0,11	0,16	0,155	0,155	0,245
X_q [p.u.]	1,16	2	1,3	1,42	0,93	1,25	1,248	1,248	1,298
X_L Estator [p.u.]	0,1	0,09	0,12	0,17	0,1	0,16	0,05	0,05	0,12
Inercia H [s]	0,45	0,51	0,4	0,44	0,33	0,28	0,297	0,597	0,396

Tabla 4-2: Características eléctricas de generadores de SM Palena | Parte 2.

De las unidades sincrónicas se destaca que todas las unidades participan en el control primario de frecuencia mediante un control *droop* (estatismo). De la misma manera, las unidades que se

encuentran en servicio presentan un control de tensión por medio de un AVR el cual mantiene la tensión en bornes en un valor fijado.

4.1.1. Protecciones

Para proteger las unidades de generación de condiciones perjudiciales, que puedan ser nocivas para las máquinas, estas presentan una serie de protecciones, las cuales desconectan las unidades cuando estas se encuentran por sobre un umbral por un tiempo determinado.

A continuación, se muestran las funciones de protección disponibles para las unidades de la central hidráulica Río Azul, en conjunto de sus ajustes.

Unidad	Función	Ajuste Sec.	Ajuste Pri.	Retardo
		[V] / [A]	[V] / [A]	[s]
5133	Relé de Sobrecorriente (Rápido)	6	960	2,5
	Relé de Sobrecorriente (Lento/Sobrecarga)	4,8	768	10
	Relé de Sobrecorriente a Tierra	3	480	1
	Relé de Sobretensión	Deshabilitado		
	Relé de Subtensión 1	70	280	5
	Relé de Subtensión 2	85	340	10
	Relé de Sobrefrecuencia	Deshabilitado		
5134	Relé de Sobrecorriente (Rápido)	6	960	2,5
	Relé de Sobrecorriente (Lento/Sobrecarga)	4,8	768	10
	Relé de Sobrecorriente a Tierra	3	480	1
	Relé de Sobretensión	Deshabilitado		
	Relé de Subtensión 1	70	280	5
	Relé de Subtensión 2	Deshabilitado		
	Relé de Sobrefrecuencia	Deshabilitado		
5135	Relé de Sobrecorriente (Rápido)	6	960	2,5
	Relé de Sobrecorriente (Lento/Sobrecarga)	4,8	768	2,5
	Relé de Sobrecorriente a Tierra	3	480	1,3
	Relé de Sobretensión	Deshabilitado		
	Relé de Subtensión 1	70	280	5
	Relé de Subtensión 2	Deshabilitado		
	Relé de Sobrefrecuencia	Deshabilitado		
5136	Relé de Sobrecorriente (Rápido)	5,4	864	2,5
	Relé de Sobrecorriente (Lento/Sobrecarga)	4,2	672	2,5
	Relé de Sobrecorriente a Tierra	3	480	0,5
	Relé de Sobretensión	120	480	0,5
	Relé de Subtensión 1	40	160	7,5
	Relé de Subtensión 2	Deshabilitado		
	Relé de Sobrefrecuencia	Deshabilitado		

Figura 4-2: Ajustes de protecciones de generador | CH Río Azul [35].

Por otro lado, se encuentran las unidades diésel, las cuales poseen equipos internos de control, los que adicionalmente presentan protecciones (ECM y DEIF)

Cabe mencionar que de algunas unidades no se cuenta con registro de los ajustes de protecciones, sin embargo, dado que las unidades térmicas son relativamente similares entre ellas (modelo *Caterpillar*), compartiendo el modelo de control interno (ECM o DEIF), para las unidades que no se presenten ajustes se considera un ajuste similar al del resto de las unidades.

Central	Unidad	Sobrecorriente		Sobrefrecuencia		Subfrecuencia		Sobretensión		Subtensión		Reactivo Inverso	
		Ajuste [%]	Tiempo [s]	Ajuste [%]	Tiempo [s]	Ajuste [%]	Tiempo [s]	Ajuste [%]	Tiempo [s]	Ajuste [%]	Tiempo [s]	Ajuste [%]	Tiempo [s]
Chaitén	5146	120	10	110	10	90	10	110	10	90	10	10	10
	5776	120/115	5/10	120/115	0,5/5	94	5	130/110	1/5	85	5	10	10
	5859	250/120	0,1/5	120/115	0,5/5	94	5	130/110	1/5	85	5	10	1
Futaleufú	5520	125	10	110	2	90	4	110	2	90	4	10	10
	5747	125	10	110	2	90	4	110	2	90	4	10	10
	5856	125	10	110	2	90	4	110	2	90	4	15	10
Palena	5131	110	10	110	60	95	30	110	15	85	15	20	15
	5522	110	10	110	60	95	30	110	15	85	15	20	15
	5745	110	10	110	60	95	30	110	15	85	15	20	15
La Junta	5856	125	10	110	2	90	4	110	2	90	4	10	10
L. Verde	5766	120	10	110	10	90	10	110	10	90	10	10	10
Puyu.	5514	120	10	110	10	90	10	110	10	90	10	10	10

Tabla 4-3: Ajustes de protecciones de generadores | Unidades térmicas [37].

4.2. Transformadores

A continuación, se presenta una tabla resumen con las principales características eléctricas de los transformadores elevadores de las centrales del SM Palena. Estos valores se obtienen de los documentos [29] y [30].

Central	Chaitén			Río Azul			
Unidad	5776	5859	5146	5133	5134	5135	5136
Potencia Nominal [kVA]	1000	1000	400	500	500	500	500
Relación de Transformación	0,4/23	0,4/23	0,4/23	0,4/23	0,4/23	0,4/23	0,4/23
Impedancia de Cortocircuito [%]	5,9	5,8	3,9	5	5	5	5
Pérdidas de Cobre [kW]	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Tipo de Conexión	YNd11	YNd1	YNd1	YNd1	YNd1	YNd1	YNd1
Cambiador de Tap	±2x2,5%	±2x2,5%	±2x2,5%	S/I	S/I	S/I	S/I

Tabla 4-4: Características eléctricas de transformadores de SM Palena | Parte 1.

Central	Palena			Futaleufú			La Junta	Lago Verde	Puy.
Unidad	5745	5131	5522	5520	5747	5519	5860	5766	5514
Potencia Nominal [kVA]	750	300	300	500	550	650	650	250	500
Relación de Transformación	0,4/2 3	0,4/2 3	0,4/2 3	0,4/23	0,4/23	0,4/23	0,4/23	0,4/23	0,4/2 3
Impedancia de Cortocircuito [%]	5,18	4,5	4,5	4,88	4,75	5,1	5,1	4	5
Pérdidas de Cobre [kW]	2	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Tipo de Conexión	YNd 1	YNd 1	YNd 1	YNd1	YNd11	YNd11	YNd11	YNd11	YNd 1
Cambiador de Tap	S/I	S/I	S/I	±2x2,87 %	±2x2,5 %	±2x2,5 %	±2x2,5 %	+1/- 3x5,0%	S/I

Tabla 4-5: Características eléctricas de transformadores de SM Palena | Parte 2.

4.3. Líneas de distribución

El sistema Palena consta de una red de distribución radial compuesta por 3 alimentadores: Santa Lucía, Futaleufú y Palena. Cada uno de estos alimentadores se origina desde la central Río Azul y operan en un nivel de tensión de 23kV.

La descripción de los alimentadores en cuestión es la siguiente:

- **52E-1 Santa Lucía:** El alimentador Santa Lucía (52E-1), alimenta desde el patio de 23kV de la central Río Azul hasta Villa Santa Lucía, donde se bifurca hacia Chaitén por el Norte, denominado R-1 Santa Lucía/Chaitén, con aproximadamente 94km de líneas de media tensión desde Puerto Ramírez hasta Chaitén. Hacia el sur desde Santa Lucía hasta Puyuhuapi, denominado R-2 Santa Lucía/Puyuhuapi, posee aproximadamente 69km de líneas de media tensión desde Santa Lucía hasta La Junta, en este tramo del alimentador existen dos bifurcaciones:
 - El primer tramo alimenta a la localidad de Lago Verde. Posee aproximadamente 70km desde La Junta hasta la localidad de Lago Verde.
 - El segundo tramo alimenta la localidad de Puyuhuapi. Posee aproximadamente 42km desde La Junta hasta Puyuhuapi.

Este alimentador está destinado a distribuir suministro a los clientes ubicados en las localidades Lago Verde, Puyuhuapi, Villa Santa Lucía, La Junta y sus cercanías.

- **52E-2 Futaleufú:** El alimentador Futaleufú (52E-2), alimenta desde Patio 23kV de la central Río Azul hasta Futaleufú y bifurca en una línea de media tensión bifásica hasta la frontera con aproximadamente 46km de distancia. Está destinado a distribuir suministro a los clientes ubicados entre las localidades de Puerto Ramírez y Futaleufú hasta el paso fronterizo con Argentina (S.A.G., Carabineros, Aduana, etc.). Además, en la ciudad de Futaleufú se conecta con la central Futaleufú, la cual frente a la desconexión del Alimentador Futaleufú permite abastecer en forma aislada las principales cargas del alimentador.

- **52E-3 Palena:** El alimentador Palena (52E-3), alimenta desde Patio 23kV de la central Río Azul hasta Palena y bifurca en una línea de media tensión bifásica hasta la frontera con aproximadamente 56km de distancia. Está destinado a distribuir suministro a los clientes de los sectores El Porfiado, El Malito, El Aceite, El Tigre, El Tranquilo, Palena, El Encuentro y California. Adicionalmente, en la ciudad de Palena se conecta con la central Palena, la cual puede operar en sincronismo, dependiendo de los requerimientos de demanda del SM.

A continuación, se presenta una tabla resumen con las principales características eléctricas de las líneas de media tensión del SM Palena. Estos valores se obtienen de los documentos [29] y [30].

Zona	Tensión	Conductor	Longitud	Límite Térmico
	[kV]			[km]
Río Azul - Villa Santa Lucía	23	Cu #3 AWG	30	171
Villa Santa Lucía - Chaitén	23	Cu #6 AWG	30	113
Villa Santa Lucía - La Junta	23	Cu #6 AWG	73	113
La Junta - Lago Verde	23	Cu #6 AWG	59	113
La Junta - Puyuhuapi	23	Cu #6 AWG	77	113
Alimentador Futaleufú	23	Cu #6 AWG	78	113
Alimentador Palena	23	Cu #6 AWG	115	113

Tabla 4-6: Características eléctricas de líneas de distribución de SM Palena.

4.4. Reguladores de tensión

Actualmente, el sistema comprende 3 reguladores de tensión (RRVV) los cuales se encuentran en el alimentador 52E1 Santa Lucía. Adicionalmente, durante el presente año, se integrará un nuevo regulador de tensión en el alimentador Futaleufú, más específicamente *aguas abajo* de la central Futaleufú [33].

En la siguiente tabla se enseñan las principales características de los RRVV, obtenidas de los documentos [29] y [30].

Nombre	Ubicación	S _{Nom}	Tensión	Regulación	I _{Nom}
		[MVA]	[kV]	[%]	[A]
Santa Lucía	Alimentador 52E1 Santa Lucía	8	23/23	+/- 15	201
El Amarillo	Alimentador 52E1 Santa Lucía	4	23/23	+/- 15	100
La Junta	Alimentador 52E1 Santa Lucía	4	23/23	+/- 15	100
Futaleufú	Alimentador 52E2 Futaleufú	4	23/23	+/- 15	100

Tabla 4-7: Características eléctricas de reguladores de tensión de SM Palena.

5 CONFECCIÓN Y ANÁLISIS DE ESCENARIOS

Para llevar a cabo el análisis y detección de las problemáticas típicas en relación al sistema mediano Palena es necesario representar la operación habitual de este. Asimismo, para la elaboración de los escenarios de análisis es necesario analizar la demanda del sistema.

5.1. Determinación de demandas

En las siguientes figuras se observa las curvas de generación horaria total del SM Palena, donde cada curva representa un día particular. Para la generación total se toma la suma de la generación de cada central en cada momento en el SM Palena, obtenida de las bases de datos de potencia en giro de cada mes para el año 2021 y comienzos de 2022 [36].

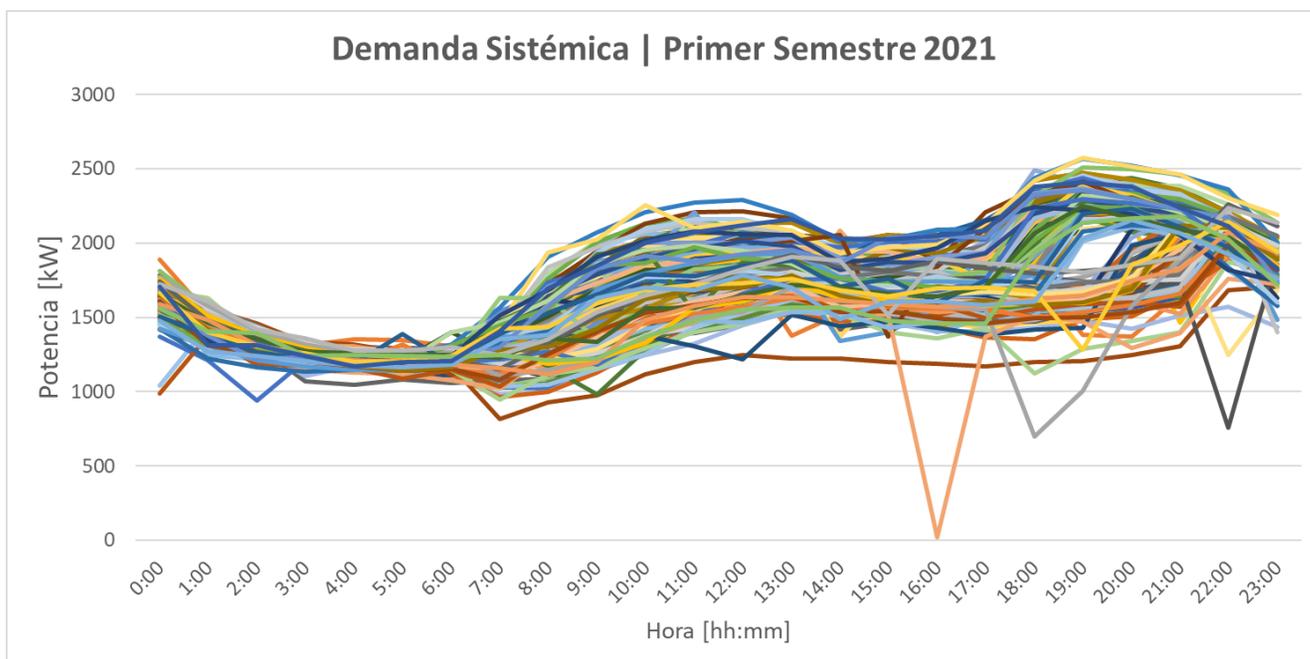


Figura 5-1: Generación total en SM Palena | Primer semestre de año 2021.

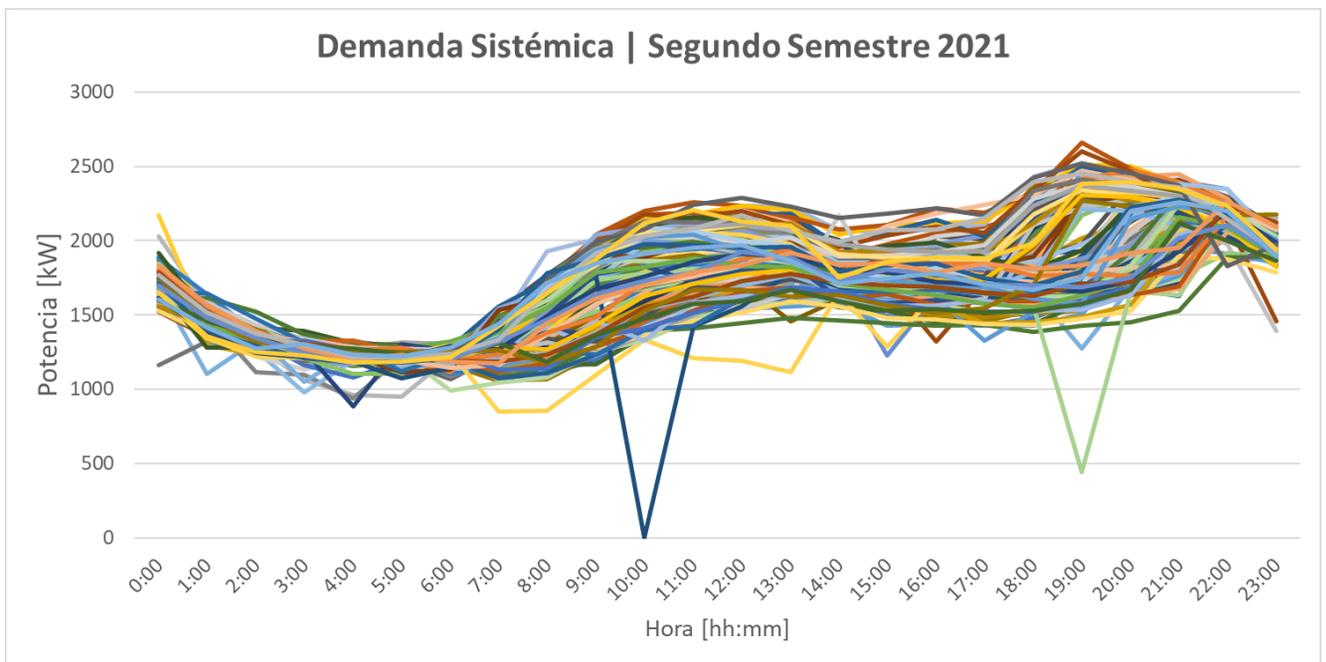


Figura 5-2: Generación total en SM Palena | Segundo semestre de año 2021.

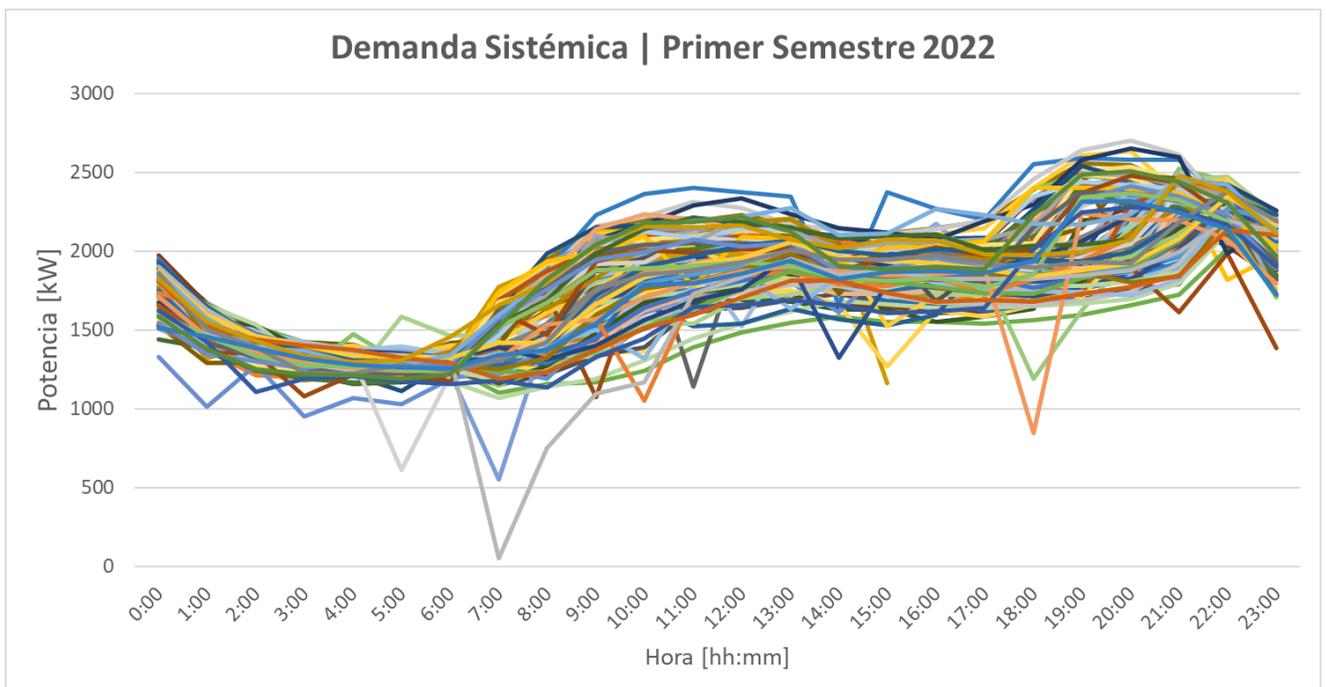


Figura 5-3: Generación total en SM Palena | Primer semestre de año 2022.

Como se observa de estas imágenes, en general, la generación del sistema se comporta de la misma manera para cada día del año, aumentando los valores máximos de demanda en los meses de invierno. De esta forma se observa que la demanda mínima ocurre aproximadamente entre las 3:00 y 6:00 horas de la mañana, mientras que la demanda punta ocurre aproximadamente entre las horas 18:00 y 21:00.

Tomando en cuenta esta información, se considera apropiado analizar tres diferentes demandas: demanda baja, demanda media y demanda alta.

Para los escenarios de demanda baja, se toma el promedio de demanda en las horas donde ocurre el mínimo de demanda. De esta manera, se considera el promedio de las demandas a las 5:00 horas. En el caso de la demanda media se toma el promedio de la demanda sistémica a lo largo del año 2021 y el primer semestre de 2022. Y, finalmente, para la demanda máxima, se toma el valor máximo alcanzado hasta la fecha, el cual ocurre en junio del año 2023.

Por otro lado, cabe destacar que los valores analizados corresponden a la generación total del sistema y no a la demanda del sistema. Por lo tanto, se realiza una estimación de la demanda total a partir de la potencia generada en el SM Palena. Esta estimación considera que las pérdidas del sistema corresponden entre el 10% y 15% de la potencia máxima generada, dependiendo del nivel de carga del sistema. De esta forma, en la siguiente tabla se observa los valores encontrados, tanto de generación total como de demanda ajustada, para cada condición de demanda.

Escenario de Demanda	Generación Total [kW]	Demanda Ajustada [kW]
Demanda Mínima	1218	1107
Demanda Media	1676	1524
Demanda Máxima	2947	2525

Tabla 5-1: Valores de demanda.

5.2. Determinación de despacho

El siguiente paso para la confección de los escenarios es la determinación del despacho de las centrales, es decir, qué unidades se encuentran en servicio y con qué nivel de generación. Para esto, se analiza la frecuencia con la que las centrales se encuentran en servicio de los datos de operación real para el año 2021 y principios de 2022.

De esta forma, se genera la siguiente tabla, la cual indica con qué frecuencia se encuentran las distintas centrales en servicio, diferenciando la cantidad de unidades de cada central. De este modo se puede determinar cuáles son las centrales que tienen mayor presencia en la operación habitual del sistema mediano Palena.

Cantidad de Unidades en Servicio	Río Azul	Chaitén	Futaleufú	Palena	La Junta	Lago Verde	Puyuhuapi
0	0%	0%	64,50%	54,40%	97,60%	95,60%	92,00%
1	0%	97,20%	21,80%	32,20%	2,40%	4,40%	8,00%
2	0%	2,40%	13,30%	13,40%	-	-	-
3	0%	0%	0%	0%	-	-	-
4	100%	-	-	-	-	-	-

Tabla 5-2: Frecuencia de presencia de centrales en operación real.

De la Tabla 5-2 se observa que el 100% del tiempo las cuatro unidades de la central Río Azul se encuentran en servicio, mientras que el 97% del tiempo se encuentra una única unidad de la central Chaitén en servicio. Por este motivo, en todos los escenarios confeccionado se consideran las cuatro unidades de Río Azul y sólo una unidad de Chaitén en servicio. En el caso de la central Chaitén, la unidad que se encuentre en servicio depende de la condición de demanda. En el caso de demanda baja, se considera la unidad de menor capacidad (5146), mientras que, en las condiciones de demanda media y alta, se considera una de las unidades de 1MVA (5776).

De la misma forma se observa que la mayor parte del tiempo la centrales La Junta, Lago Verde y Puyuhuapi se encuentran fuera de servicio, lo cual es coherente ya que dichas unidades corresponden a centrales de respaldo y no se espera que operen en condiciones normales.

Finalmente, con respecto a las centrales Futaleufú y Palena, aunque la mayor parte del tiempo se encuentran fuera de servicio, una parte considerable del tiempo presentan una o dos unidades en servicio, de esta forma se incluyen escenarios con estas unidades en servicio.

A continuación, se muestran los escenarios base confeccionados, agregando una breve descripción para cada uno.

- **E01-G01-DB:** Escenario de demanda Baja con centrales Río Azul y Chaitén (Unidad 5146) en servicio.
- **E02-G02-DB:** Escenario de demanda Baja con centrales Río Azul, Chaitén (Unidad 5146) y Futaleufú (Unidad 5747) en servicio.
- **E03-G03-DB:** Escenario de demanda Baja con centrales Río Azul, Chaitén (Unidad 5146) y Palena (Unidad 5522) en servicio.
- **E04-G01-DM:** Escenario de demanda Media con centrales Río Azul y Chaitén (Unidad 5776) en servicio.
- **E05-G02-DM:** Escenario de demanda Media con centrales Río Azul, Chaitén (Unidad 5776) y Futaleufú (Unidad 5747) en servicio.
- **E06-G01-DM:** Escenario de demanda Media con centrales Río Azul, Chaitén (Unidad 5776) y Palena (Unidad 5522) en servicio.
- **E07-G02-DA:** Escenario de demanda Alta con centrales Río Azul, Chaitén (Unidad 5776) y Futaleufú (Unidades 5747 y 5519) en servicio.
- **E08-G02-DA:** Escenario de demanda Alta con centrales Río Azul, Chaitén (Unidad 5776) y Palena (Unidades 5522 y 5745) en servicio.

En la siguiente tabla se enseña un cuadro resumen con los escenarios base confeccionado, mostrando el identificador usado y sus características operacionales.

Identificador	Generación Térmica	Demanda
E01-G01-DB	Chaitén	Baja
E02-G02-DB	Chaitén y Futaleufú	Baja
E03-G03-DB	Chaitén y Palena	Baja
E04-G01-DM	Chaitén	Media
E05-G02-DM	Chaitén y Futaleufú	Media
E06-G03-DM	Chaitén y Palena	Media
E07-G02-DA	Chaitén y Futaleufú	Alta
E08-G03-DA	Chaitén y Palena	Alta

Tabla 5-3: Resumen de escenarios base confeccionados.

Para la confección de los escenarios se toma como criterio que las centrales Río Azul y Futaleufú operan con una tensión objetivo de 1,00pu, mientras que las centrales Chaitén y Palena operan con una tensión de 1,02pu en bornes. Este criterio se aplica para todos los escenarios, con

la excepción del escenario E08-G03-DA, el cual requiere que el ajuste de tensión de la central Palena se encuentre más elevado (1,04pu en la unidad 5522 y 1,03pu en la unidad 5745).

5.3. Resumen Escenarios

A modo de resumen, en la siguiente tabla se muestra el despacho de los distintos escenarios confeccionados, enseñando qué unidades se encuentran en servicio y su nivel de generación en kW.

Escenario	CH Río Azul				CT Chaitén			CT Palena			CT Futaleufú			BESS
	G5133	G5134	G5135	G5136	G5146	G5859	G5776	G5745	G5522	G5131	G5519	G5747	G5520	Palena
	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
E01-G01-DB	215	215	205	215	325	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E02-G02-DB	200	200	205	200	275	-	-	-	-	-	-	100	-	-
E03-G03-DB	210	210	200	210	260	-	-	-	100	-	-	-	-	-
E04-G01-DM	275	275	275	275	-	-	520	-	-	-	-	-	-	-
E05-G02-DM	275	275	270	275	-	-	430	-	-	-	-	115	-	-
E06-G03-DM	275	275	270	275	-	-	420	-	125	-	-	-	-	-
E07-G02-DA	310	310	320	310	-	-	720	-	-	-	450	300	-	-
E08-G03-DA	315	315	310	315	-	-	720	600	220	-	-	-	-	-

Tabla 5-4: Despacho de unidades por escenario.

A modo de comparación de los escenarios, en la siguiente tabla se indican algunas características sistémicas de cada escenario confeccionado. En esta tabla se observa que, de los escenarios base, la mínima reserva en giro se encuentra en los escenarios de demanda alta, particularmente en el escenario E07-G02-DA (308kW), mientras que la máxima reserva en giro se encuentra en el escenario E02-G02-DB (980kW). Del mismo modo, en los escenarios base se observa que el escenario con mayor inercia corresponde al escenario E08-G03-DA (4,073MVA s), mientras que el escenario con mínima inercia sistémica corresponde al escenario E01-G01-DB (3,365).

Escenario	Demanda	Reserva en giro		Inercia sistémica
	[kW]	[kW]	[%] ⁱ	[MVA s]
E01-G01-DB	1107	585	49,8	3,365
E02-G02-DB	1107	980	83,1	3,506
E03-G03-DB	1107	862	72,4	3,506
E04-G01-DM	1524	580	35,8	3,565
E05-G02-DM	1524	960	58,5	3,71
E06-G03-DM	1524	852	52	3,706
E07-G02-DA	2525	308	11,3	3,929
E08-G03-DA	2525	345	12,3	4,073

Tabla 5-5: Características de los escenarios.

ⁱ El porcentaje de reserva en giro en función del total de la potencia activa despachada.

5.4. Contingencias

Para el análisis de estabilidad y detección de problemáticas en el SM Palena, es necesario estudiar el comportamiento del sistema ante distintas perturbaciones. En este sentido se estudian las siguientes contingencias, las cuales tratan de emular todos los posibles eventos que puedan suceder.

- **Contingencia 1 (C01):** Cortocircuito bifásico a tierra en Alimentador 52E1 Santa Lucía
- **Contingencia 2 (C02):** Cortocircuito bifásico a tierra en Alimentador 52E2 Futaleufú
- **Contingencia 3 (C03):** Cortocircuito bifásico a tierra en Alimentador 52E3 Palena
- **Contingencia 4 (C04):** Cortocircuito bifásico a tierra en Centro Urbano Santa Lucía
- **Contingencia 5 (C05):** Cortocircuito bifásico a tierra en Centro Urbano La Junta
- **Contingencia 6 (C06):** Cortocircuito bifásico a tierra en Centro Urbano Puyuhuapi
- **Contingencia 7 (C07):** Cortocircuito bifásico a tierra en Centro Urbano Palena
- **Contingencia 8 (C08):** Cortocircuito bifásico a tierra en Centro Urbano Futaleufú
- **Contingencia 9 (C09):** Cortocircuito bifásico a tierra en Centro Urbano Chaitén
- **Contingencia 10 (C10):** Pérdida intempestiva de unidad de la Central Térmica Chaitén
- **Contingencia 11 (C11):** Pérdida intempestiva de unidad de la Central Térmica Futaleufú
- **Contingencia 12 (C12):** Pérdida intempestiva de unidad de la Central Térmica Palena

6 ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE CONTINGENCIAS

6.1. Contingencias que deriven en operación en isla

6.1.1. Contingencia 1 (C01): Cortocircuito en Alimentador 52E1 Santa Lucía

Esta contingencia significa un cortocircuito al comienzo del alimentador 52E1 Santa Lucía, el cual se despeja por medio de la apertura de los reconectadores *52E1 Santa Lucía* y *Santa Lucía Río Azul*. La consecuencia de esta contingencia es la desvinculación del alimentador 52E1 Santa Lucía del resto del Sistema Mediano Palena. Por este motivo, los consumos de dicho alimentador (Chaitén, Santa Lucía, La Junta, Lago Verde, Puyuhuapi, etc) pasan a ser abastecidos por la central Chaitén, la cual, habitualmente opera con una única unidad en servicio.

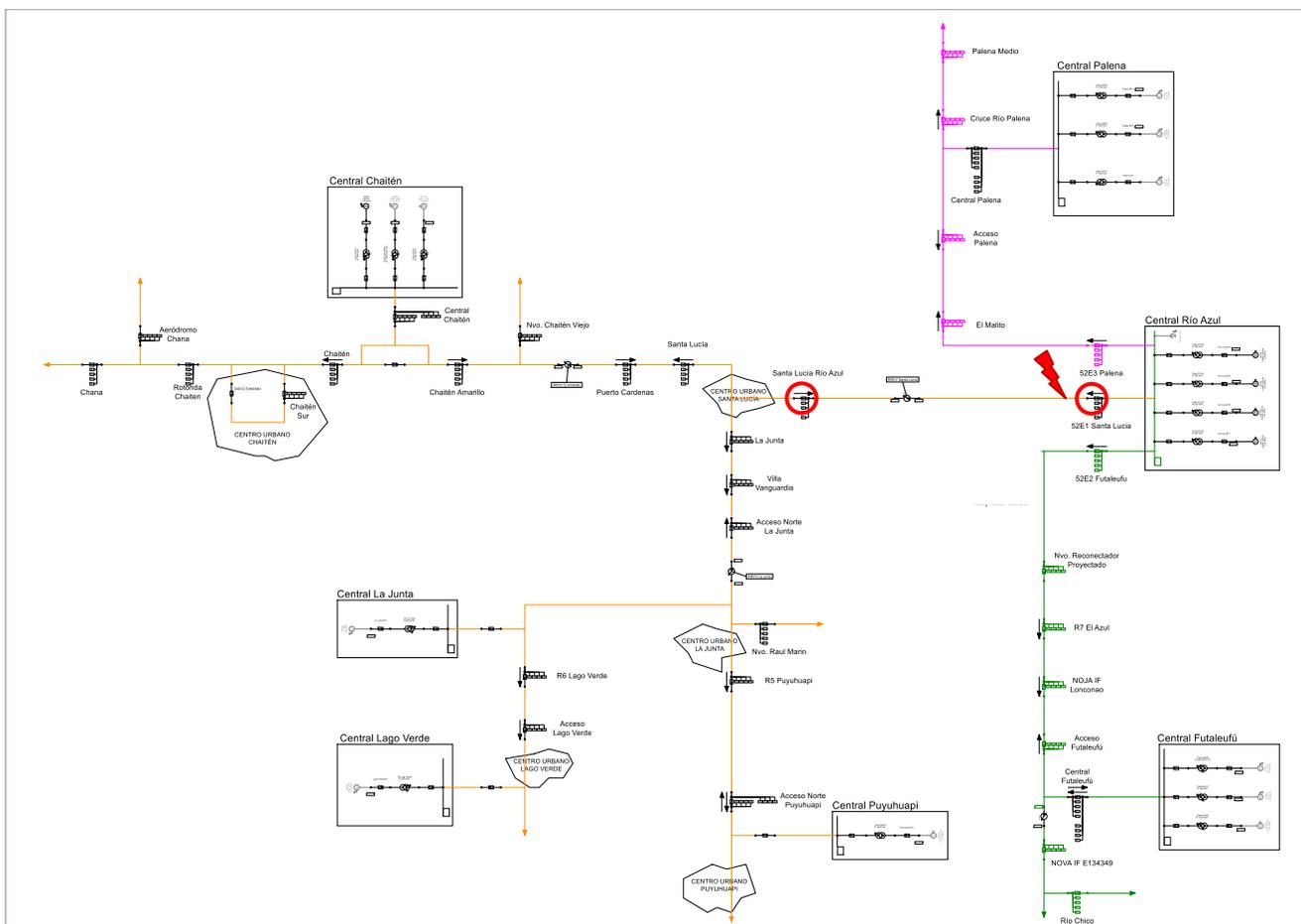


Figura 6-1: Diagrama de contingencia 1 | SM Palena.

Esta contingencia corresponde a una de las contingencias más críticas para el sistema, ya que la central Chaitén presenta un apoyo importante para la central Río Azul en cuanto a la generación en el sistema. Por otro lado, la mayor parte del consumo en el SM Palena se encuentra en dicho alimentador, por lo que, para mantenerse en servicio, es necesario que la central Chaitén posea reserva en giro suficiente para abastecer dichos consumos.

De los análisis realizados, se obtiene que, para todos los escenarios confeccionados, esta contingencia significa el colapso del alimentador 52E1 Santa Lucía por completo, ya que el nivel de consumo que permanece en dicho alimentador supera la capacidad disponible de la Central Chaitén.

Condición de demanda	Demanda alimentador 52E1 [kW]	Unidad en servicio	Capacidad en subsistema [kW]
Escenarios Demanda Baja	588	5146	360
Escenarios Demanda Media	810	5766	800
Escenarios Demanda Alta	1342	5766	800

Tabla 6-1: Características de subsistema (52E1 Santa Lucía) posterior a C01.

De la Tabla 6-1 se observa que, para todas las condiciones de demanda, la capacidad en servicio en el subsistema referido al alimentador 52E1 Santa Lucía es menor a los consumos que permanecen en dicho subsistema.

Por otro lado, se evalúa el resultado de la ocurrencia de dicha contingencia contando con mayor reserva en giro. Para esto, se simula la desconexión del alimentador 52E1 Santa Lucía en el escenario E01-G01-DB, pero despachando la unidad 5859 en lugar de la unidad 5146, ya que la unidad 5859 posee una capacidad de 800kW, lo cual supera la demanda en el subsistema. El flujo de potencia resultante se observa en la Figura 6-2.

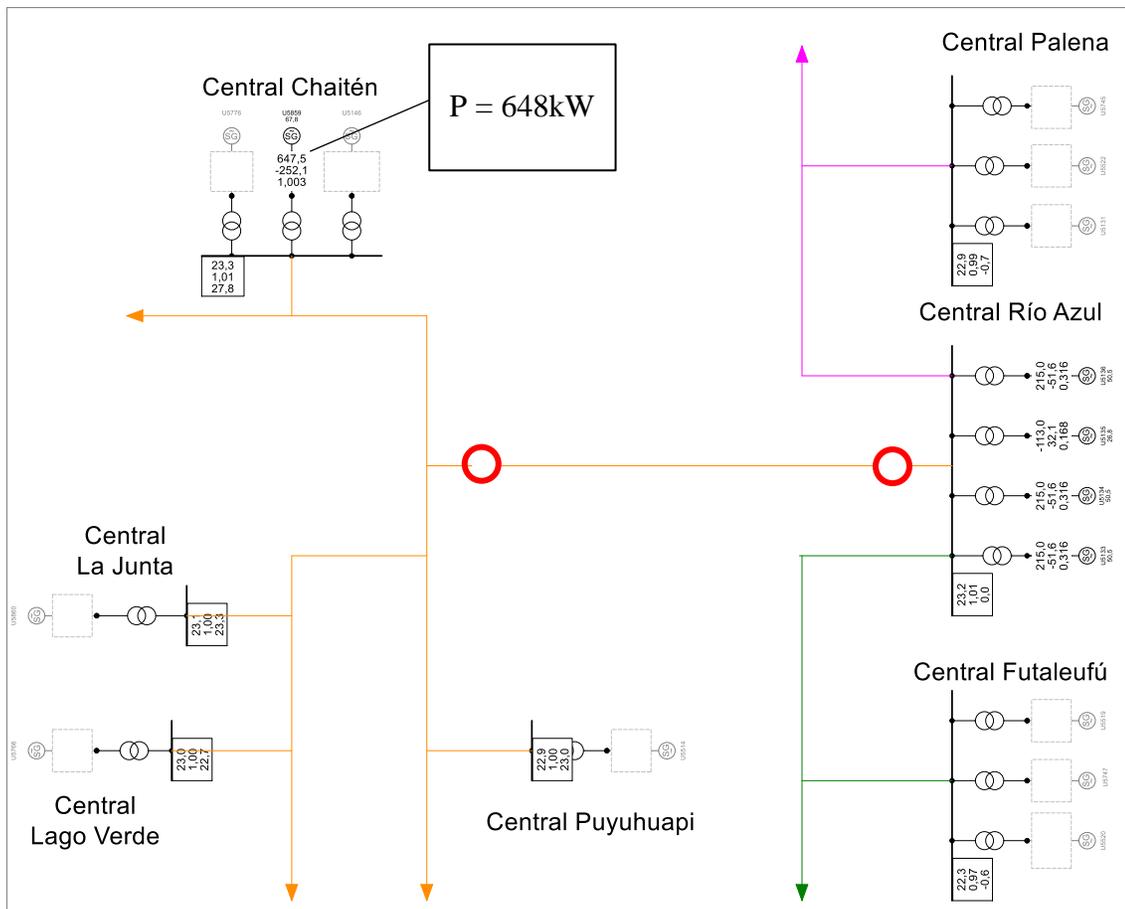


Figura 6-2: Flujo de potencia | Contingencia 1 | Escenario E01-G01-DB con unidad 5859 en servicio.

De la Figura 6-2 se observa que, aunque la unidad 5859 posee suficiente capacidad para hacerse cargo de los consumos en el subsistema, es necesario absorber una considerable cantidad de potencia reactiva para mantener los niveles de tensión, específicamente se observa que la unidad 5859 absorbe aproximadamente un 25% (252kVAr) de la capacidad de la unidad. Esto se debe a que las líneas que conectan las zonas más lejanas poseen bajo nivel de carga, por lo que entregan reactivos al sistema, y sin el aporte de control de tensión de la central Río Azul, la central Chaitén debe hacerse cargo de dichos reactivos.

Este valor supera los ajustes de las protecciones de reactivo inverso de las unidades, por lo que en estas condiciones la unidad es desconectada para evitar daños, lo que significa la pérdida de servicio en el subsistema completo.

Cabe destacar que en esta contingencia únicamente el reconectador *52E1 Santa Lucía* presenta reconexión automática y la reconexión de este reconectador significa únicamente el acoplamiento del alimentador hasta el reconectador *Santa Lucía Río Azul*, tramo el cual presenta corta longitud y bajo nivel de consumo. Por este motivo, la reconexión automática no significa gran cambio en los resultados obtenidos. Esto puede observarse en la siguiente figura, donde se observa la pérdida de estabilidad de la unidad 5776, pero un correcto desempeño en el resto del sistema.

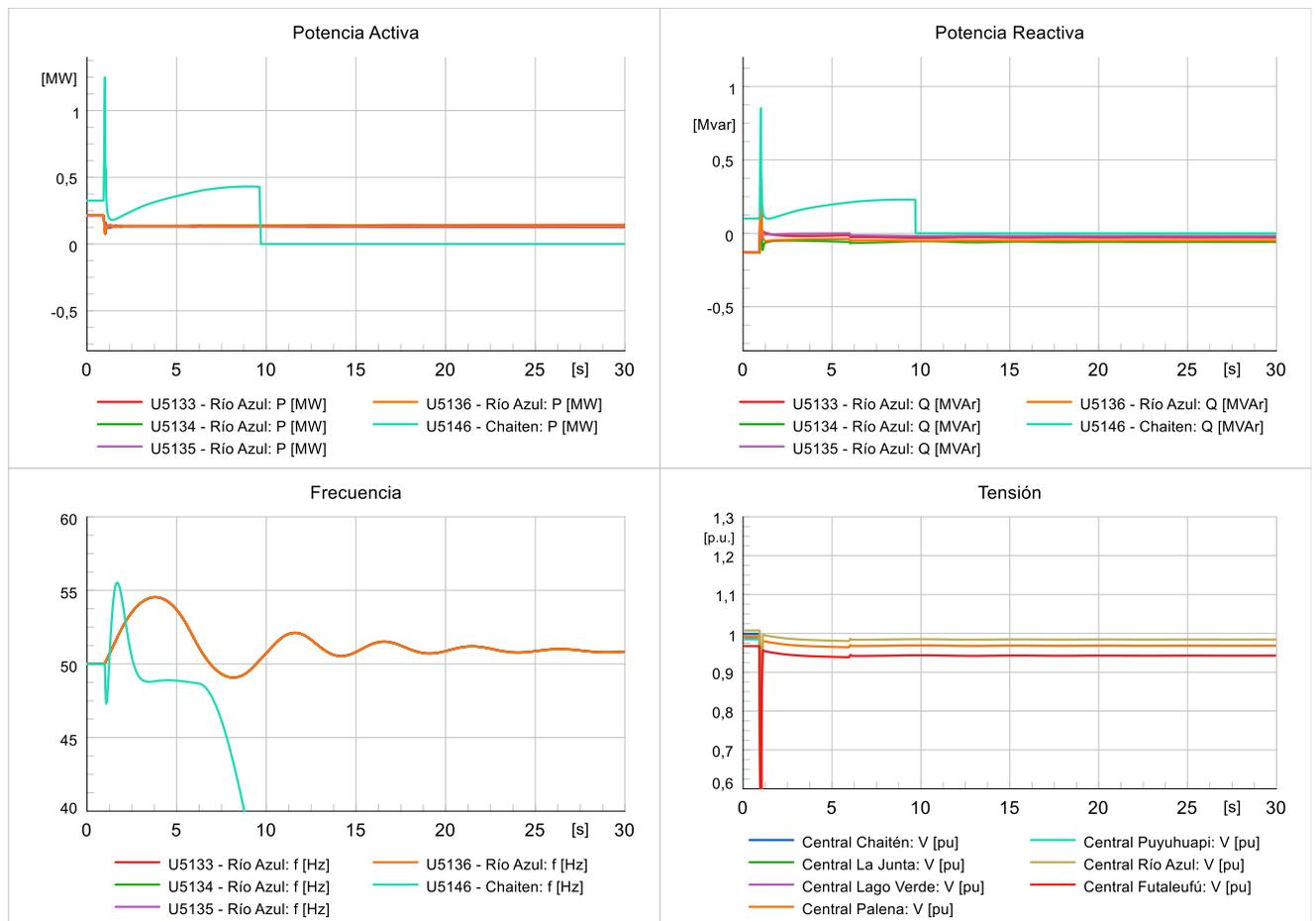


Figura 6-3: Falla en alimentador 52E1 Santa Lucía con reconexión automática exitosa | E01-G01-DB.

6.1.2. Contingencia 2 (C02): Cortocircuito en Alimentador 52E2 Futaleufú

Esta contingencia significa un cortocircuito al comienzo del alimentador 52E2 Futaleufú, el cual se despeja por medio de la apertura de los re conectadores 52E2 Futaleufú y Acceso Futaleufú.

En caso de que la central Futaleufú no se encuentre en servicio, se producirá la pérdida del alimentador 52E2 Futaleufú completo, sin embargo, de encontrarse la central Futaleufú en servicio, dicha central pasa a operar en isla, abasteciendo los consumos en dicha zona.

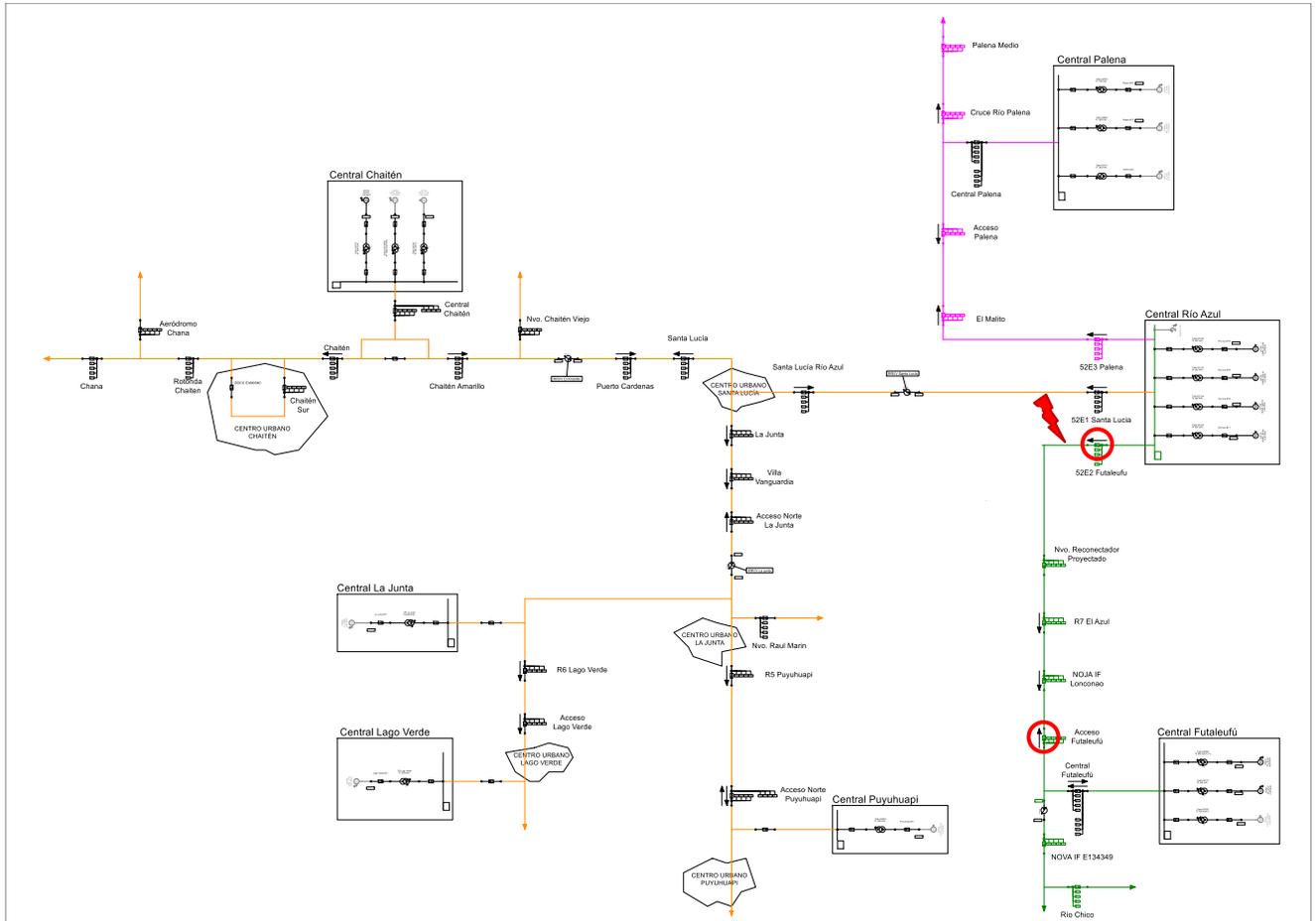


Figura 6-4: Diagrama de contingencia 2 | SM Palena.

Cuando la central Futaleufú se encuentra fuera de servicio, se produce la inevitable pérdida de los consumos conectados al alimentador 52E2 Futaleufú. Estos consumos van desde los 331kW en demanda mínima a los 756kW en demanda máxima. Sin embargo, el resto del sistema es capaz de mantenerse estable ante esta pérdida de consumos en todos los escenarios.

De los análisis dinámicos se observa que, para todos los escenarios considerando la central Futaleufú en servicio se logra que el subsistema generado (isla Futaleufú) alcance un nuevo punto de operación estable, abasteciendo los consumos de la zona urbana Futaleufú.

A modo de referencia, en la Figura 6-5 se observa la evolución dinámica del sistema ante la ocurrencia de esta contingencia para el escenario E07-G02-DA, escenario de mayor estrés para la central Futaleufú, donde se observa un correcto desempeño dinámico.

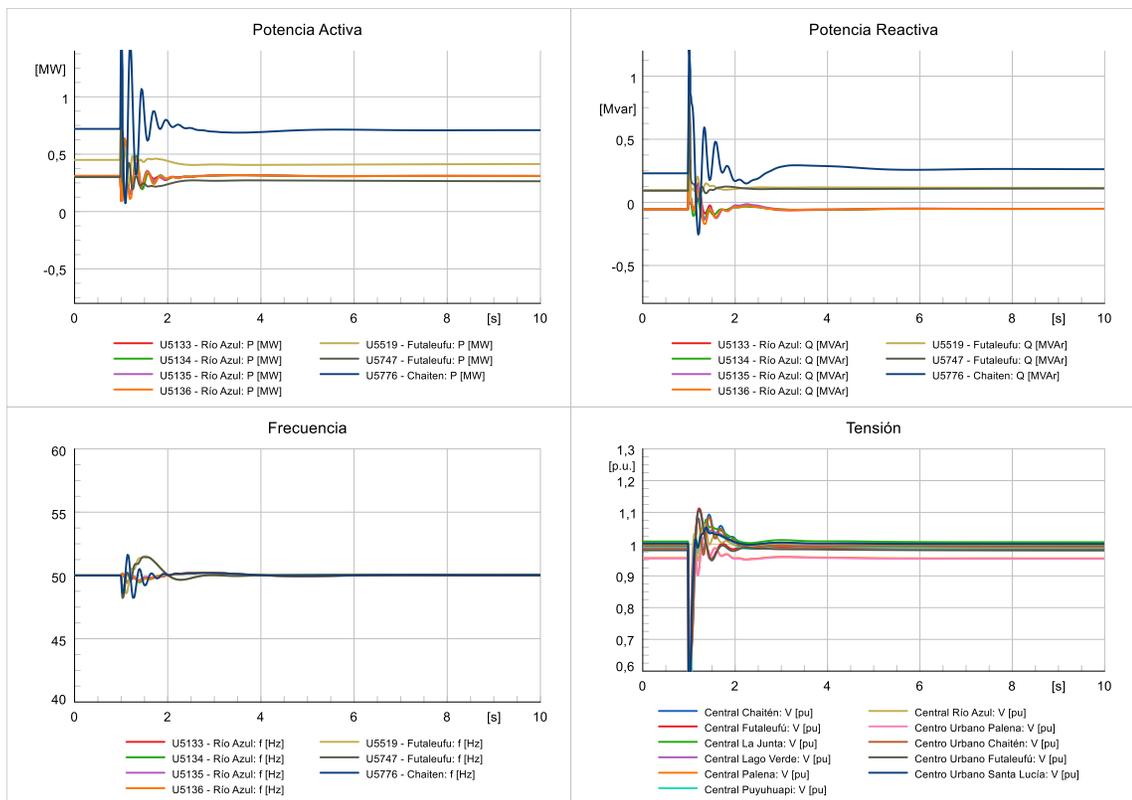


Figura 6-5: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 2 sin reconexión automática | E07-G03-DA.

Por otro lado, se tiene que únicamente el reconector *52E2 Futaleufú* presenta función de reconexión automática, mientras que el reconector *Acceso Futaleufú* no presenta dicha función habilitada. Esto deriva en que, de actuar la reconexión automática, los consumos que se encuentran entre ambos reconvertadores pasan a ser abastecidos por la central hidráulica Río Azul, sin encontrarse efectos perjudiciales en ningún caso.

6.1.3. Contingencia 3 (C03): Cortocircuito en Alimentador 52E3 Palena

Esta contingencia significa un cortocircuito al comienzo del alimentador 52E3 Palena, el cual se despeja por medio de la apertura de los reconectadores 52E3 Palena y Acceso Palena. La consecuencia de esta contingencia depende de si se encuentra en servicio la central Palena.

En caso de que la central Palena no se encuentre en servicio, se producirá la pérdida del alimentador 52E3 Palena completo, sin embargo, de encontrarse la central Palena en servicio, dicha central pasará a operar en isla, abasteciendo los consumos en dicha zona

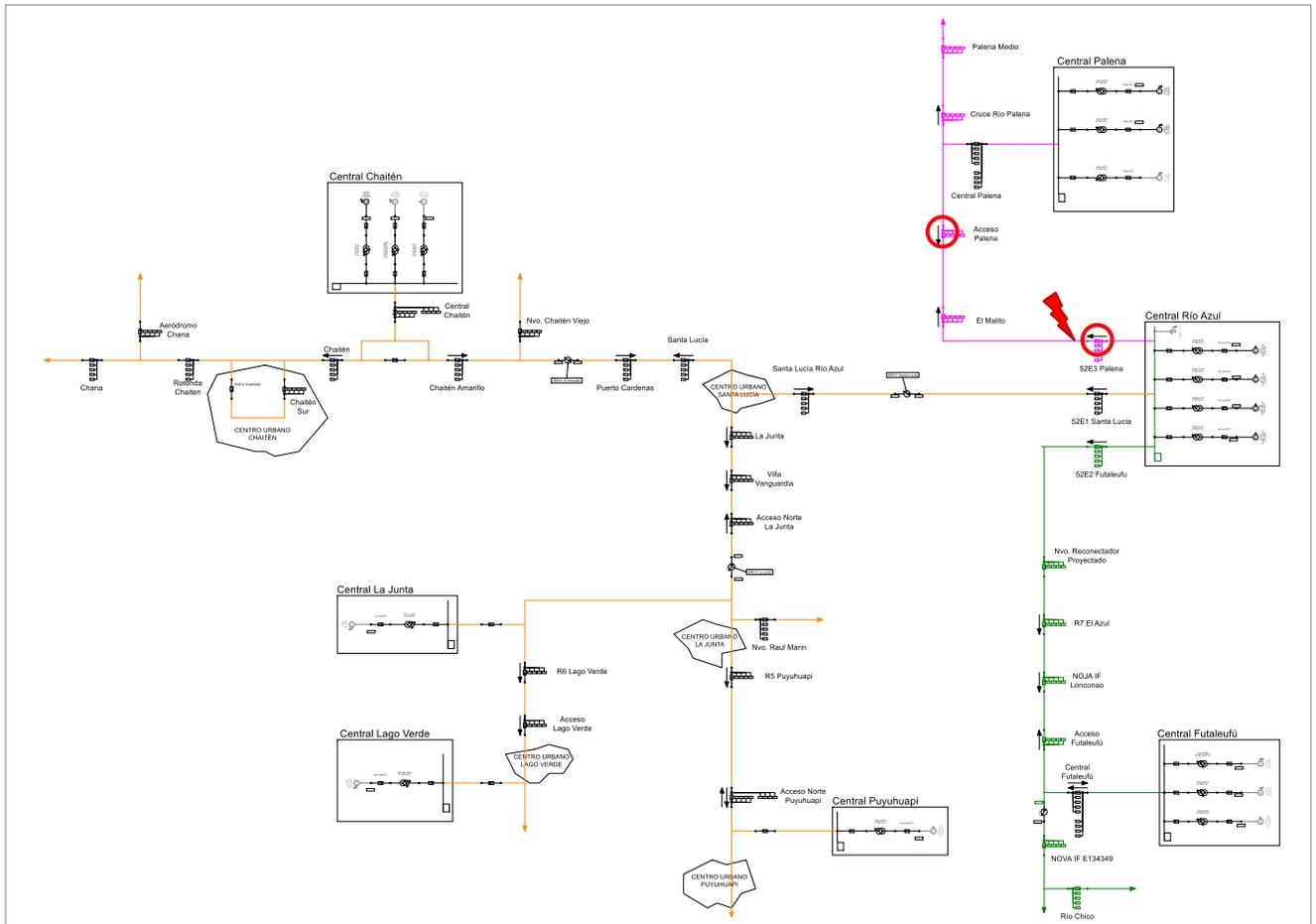


Figura 6-6: Diagrama de contingencia 3 | SM Palena.

Cuando la central Palena se encuentra fuera de servicio, se produce la inevitable pérdida de los consumos conectados al alimentador 52E3 Palena. Estos consumos van desde los 178kW en demanda mínima a los 408kW en demanda máxima.

Del mismo modo, de los análisis dinámicos, se observa que en caso de que la central Palena se encuentre en servicio, el subsistema generado logra mantenerse estable en todos los escenarios analizados. Esto se debe a que dicho alimentador no presenta gran nivel de consumos en comparación con los otros alimentadores.

Sin embargo, se detecta que, en condiciones de demanda alta (Escenarios E07-G02-DA y E08-G03-DA), la desconexión del alimentador significa un aumento en las tensiones en el resto del sistema, particularmente en la zona de Chaitén. Esto deriva en que las unidades de dicha zona absorban gran cantidad de potencia reactiva, lo que provoca la actuación de la protección de reactivo inverso en algunas unidades.

Esto puede verse en mayor detalle en la Figura 6-7, la cual muestra la evolución dinámica del sistema completo para el escenario E08-G03-DA (Demanda alta y centrales Chaitén y Palena en servicio) ante esta contingencia. En esta figura se observa que posterior al despeje de la falla, la unidad 5776 de la central Chaitén pasa de entregar 286kVAR a absorber 149kVAR, lo que produce su desconexión y el posterior colapso del sistema, manteniéndose únicamente en servicio el subsistema Palena.

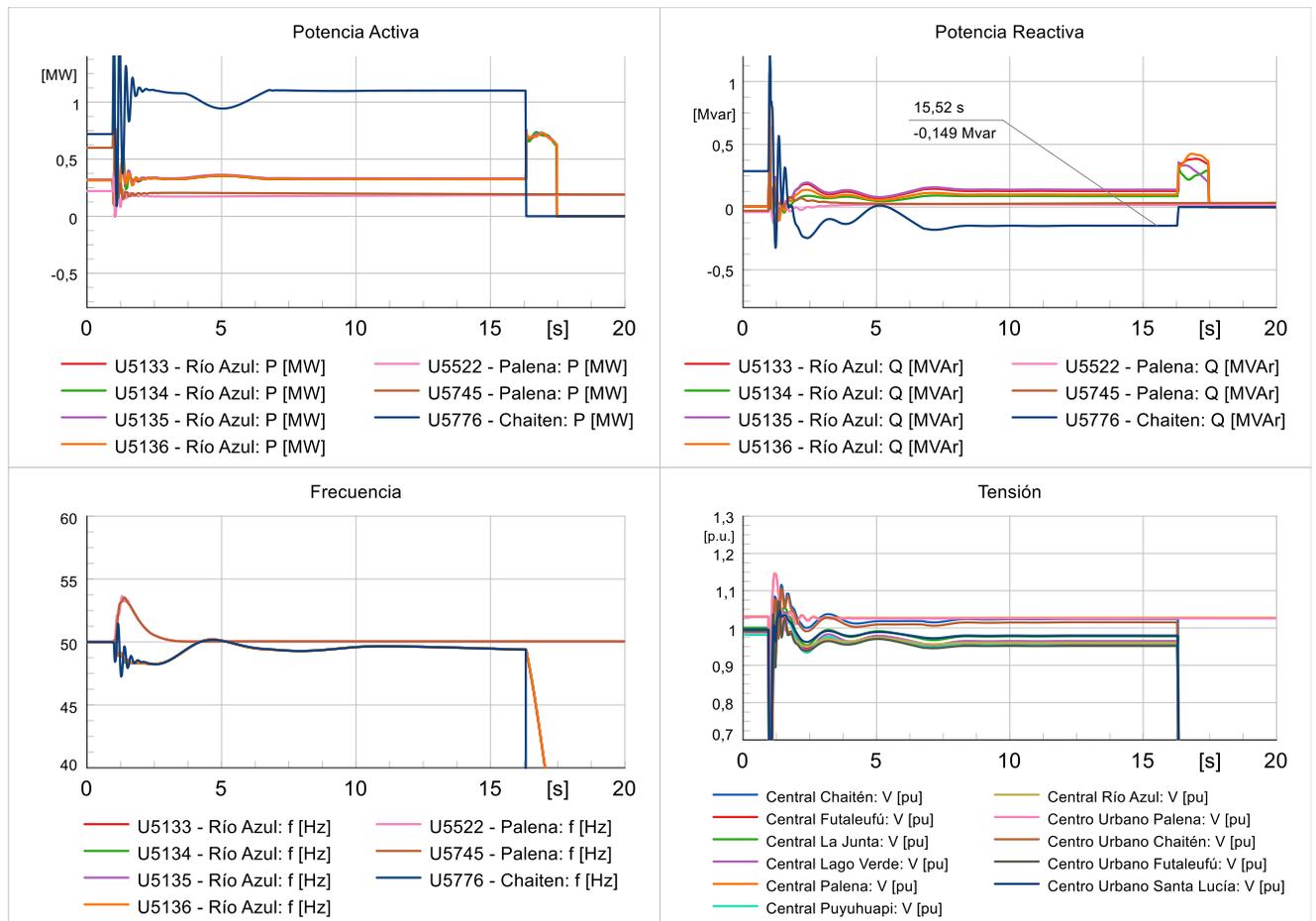


Figura 6-7: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 3 sin reconexión automática | E08-G03-DA.

Por otro lado, se tiene que únicamente el reconector *52E3 Palena* presenta función de reconexión automática, mientras que el reconector *Acceso Palena* no presenta dicha función habilitada. Esto deriva en que, de actuar la reconexión automática, los consumos que se encuentran entre ambos reconectores pasan a ser abastecidos por la central hidráulica Río Azul, sin encontrarse efectos perjudiciales en ningún caso.

6.1.4. Contingencia 4 (C04): Cortocircuito en Centro Urbano Santa Lucía

Esta contingencia significa un cortocircuito en la zona de Santa Lucía, el cual se despeja por medio de la apertura de los reconectores 52E1 Santa Lucía y Puerto Cárdenas. Al igual que para la contingencia 1, la consecuencia de esta contingencia es la desvinculación del alimentador 52E1 Santa Lucía del resto del sistema mediano Palena, sin embargo, en este caso los consumos que se encuentran al sur del reconector Puerto Cárdenas se ven desconectados del sistema de manera inevitable. De esta forma, a diferencia de la contingencia 1, la central Chaitén pasa a alimentar únicamente los consumos presentes en la zona de Chaitén.

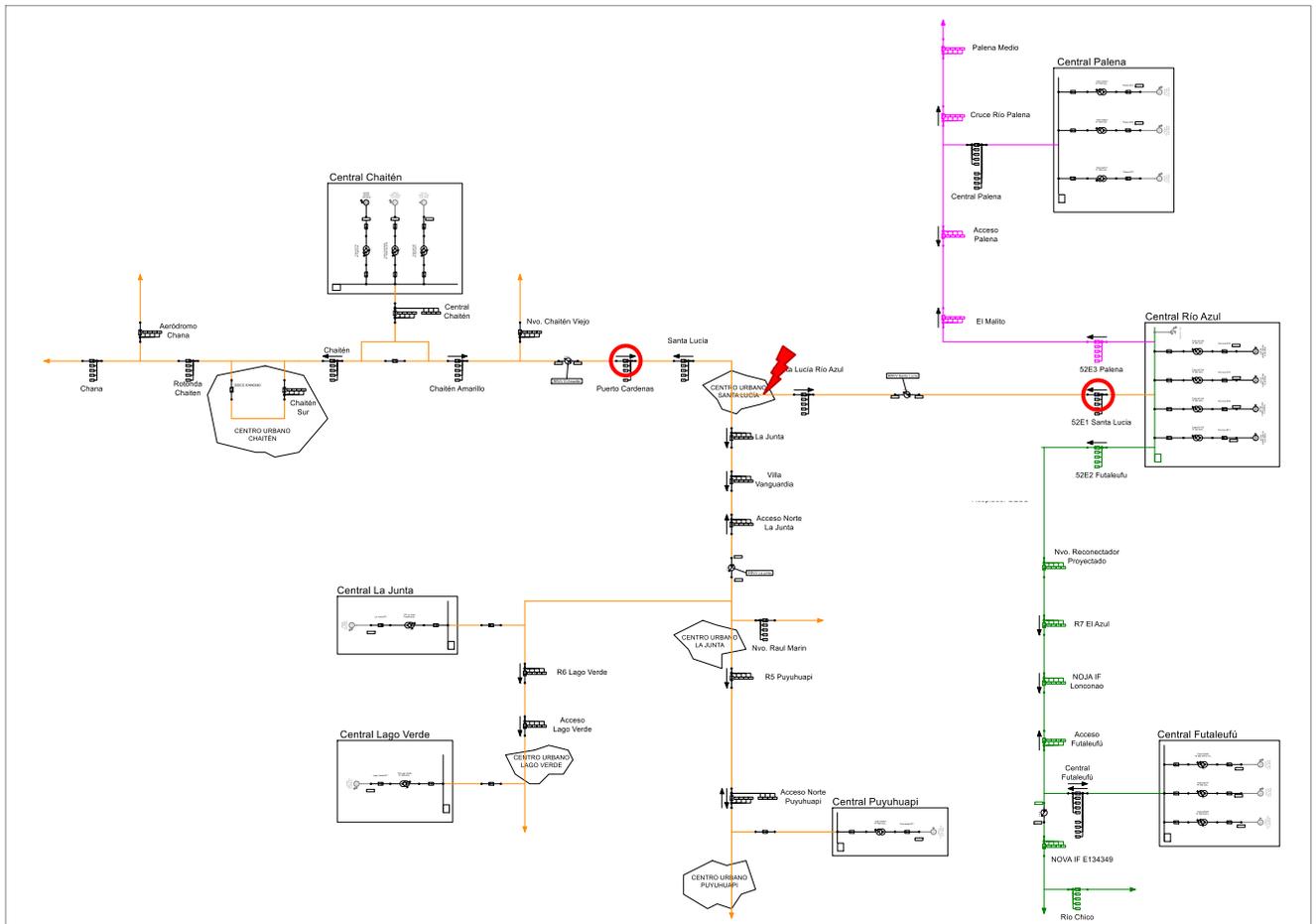


Figura 6-8: Diagrama de contingencia 4 | SM Palena.

De los análisis realizados, se observa que en la totalidad de los escenarios confeccionados ambos subsistemas permanecen estables posterior al despeje de la falla, aunque con la pérdida de los consumos en la zona de Santa Lucía hacia el sur.

A modo de escenario testigo, en la Figura 6-9 se enseña la evolución dinámica de los subsistemas generados ante esta contingencia para el escenario E08-G03-DA (Demanda alta y centrales Chaitén y Palena en servicio). De esta figura se observa que ambos subsistemas logran alcanzar un nuevo punto de operación estable, manteniendo sus variables eléctricas dentro del rango permitido.

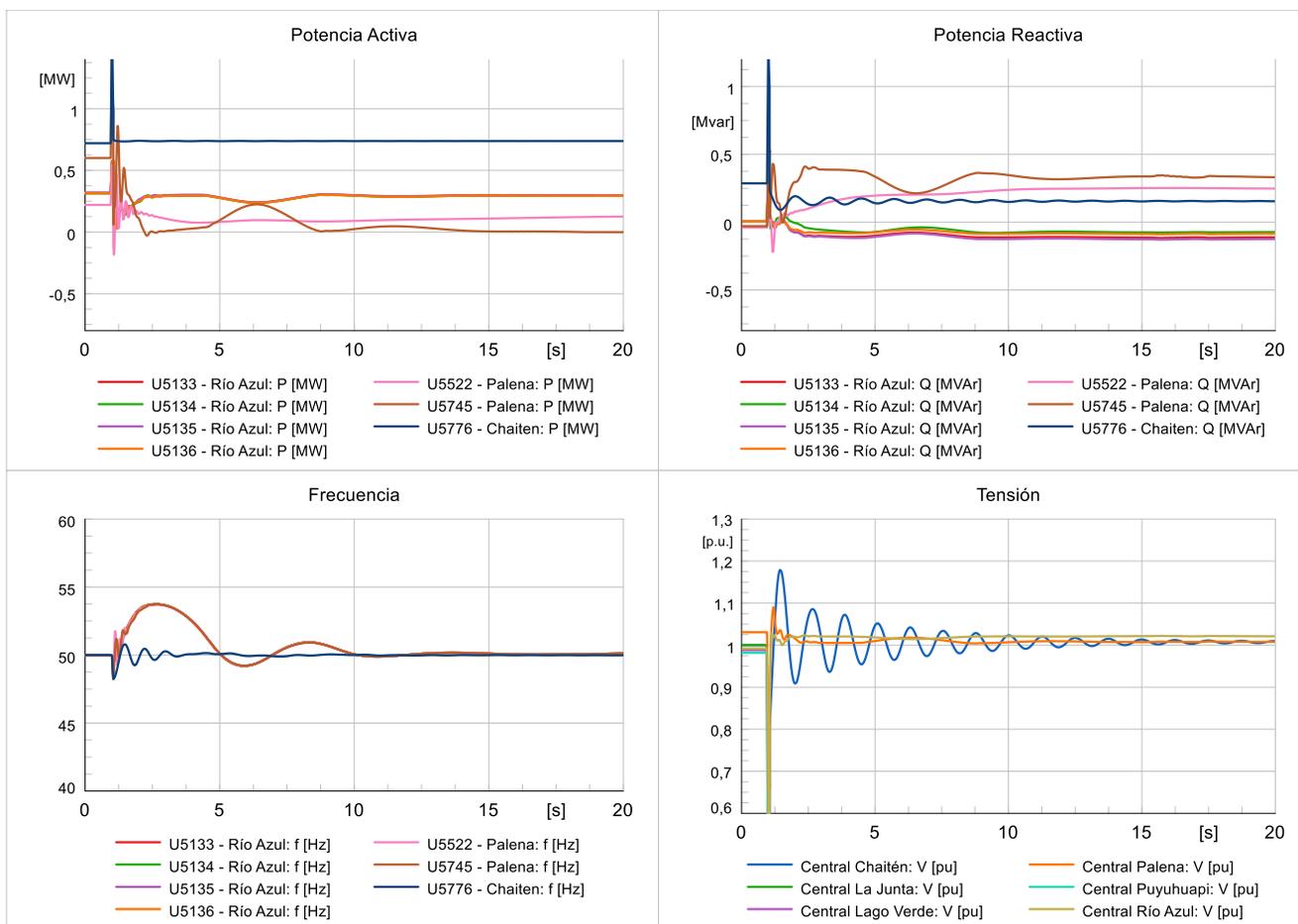


Figura 6-9: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 4 sin reconexión automática | E08-G03-DA.

Por otro lado, se tiene que ambos reconectores que actúan ante esta contingencia (reconectores *52El Santa Lucía* y *Puerto Cárdenas*) poseen la función de reconexión automática habilitada. En el caso del reconector *52El Santa Lucía* posee un ajuste de 5s para la reconexión automática, mientras que el reconector *Puerto Cardenas* posee un ajuste de 7s para la reconexión automática.

Dado que en todos los escenarios analizados se encuentra una estable operación de los subsistemas formados, se considera peligroso para el sistema realizar una reconexión automática de ambos reconectores. Esto se debe a que, al momento de producirse el cierre el reconector *Puerto Cárdenas*, ambos extremos del reconector se encontraría energizados, pero no en sincronismo; un cierre en estas condiciones (sin verificación de sincronismo), puede significar un gran estrés para las unidades del sistema con probabilidad de rotura de las mismas.

6.2. Contingencias de pérdida de consumos

6.2.1. Contingencia 5 (C05): Cortocircuito en Centro Urbano La Junta

Esta contingencia significa la desconexión y pérdida de los consumos establecidos desde la zona de La Junta hacia el sur, producto de un cortocircuito bifásico a tierra, los cuales corresponden a 248kW en demanda mínima, 341kW en demanda media y 565kW en demanda máxima.

Dado que las centrales La Junta, Lago Verde y Puyuhuapi corresponden a centrales de respaldo que no se encuentran en servicio durante la operación habitual, esta contingencia no significa la operación en isla de ninguna central.

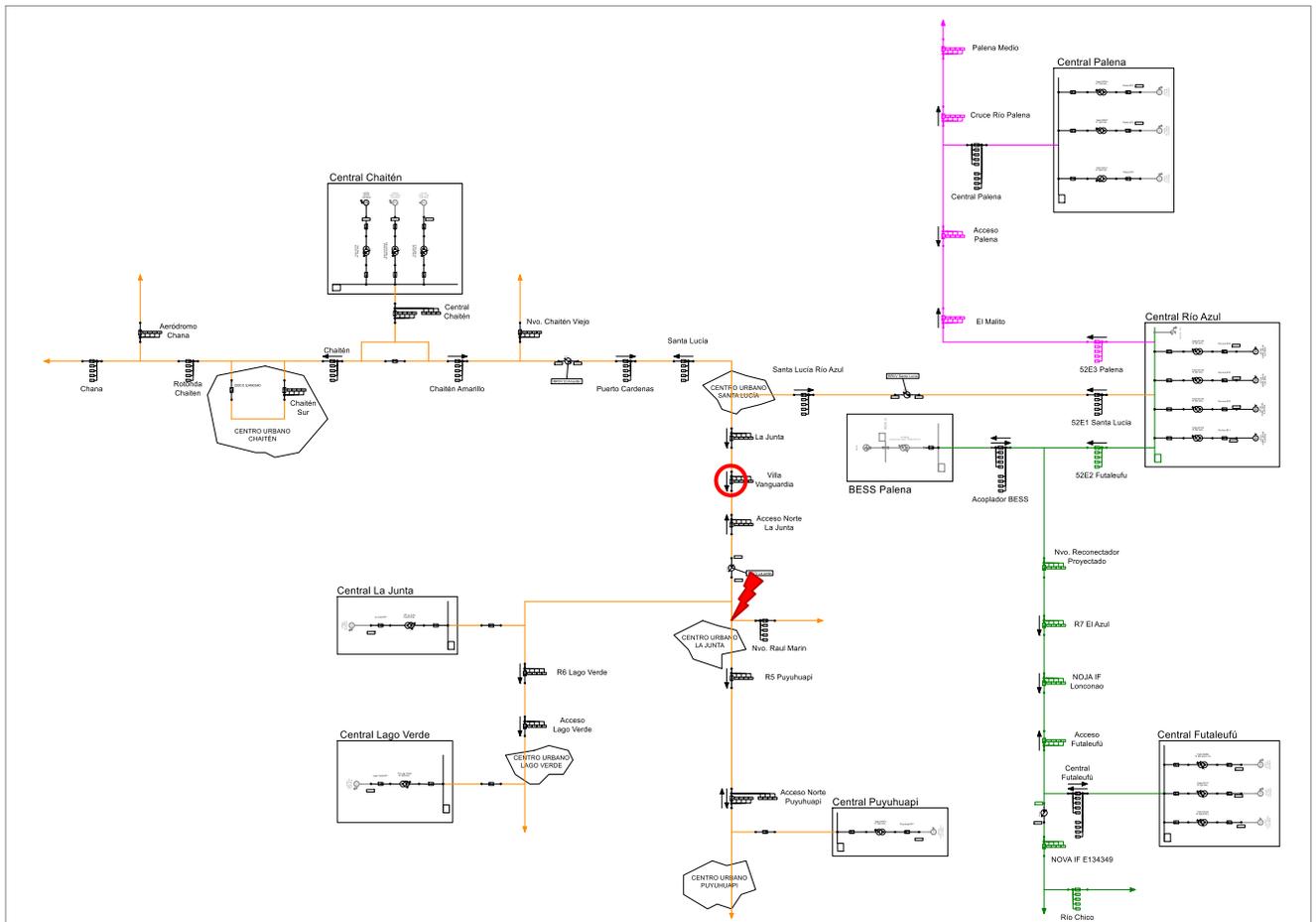


Figura 6-10: Diagrama de contingencia 5 | SM Palena.

De los análisis realizados, tanto estáticos como dinámicos, se observa que el sistema es capaz de sobreponerse dicha contingencia sin la necesidad de acciones adicionales. Esto puede observarse en la Figura 6-11, donde se muestra la contingencia 5 (cortocircuito bifásico a tierra en centro urbano La Junta) en el escenario E07-G02-DA (Demanda alta y centrales Chaitén y Futaleufú en servicio).

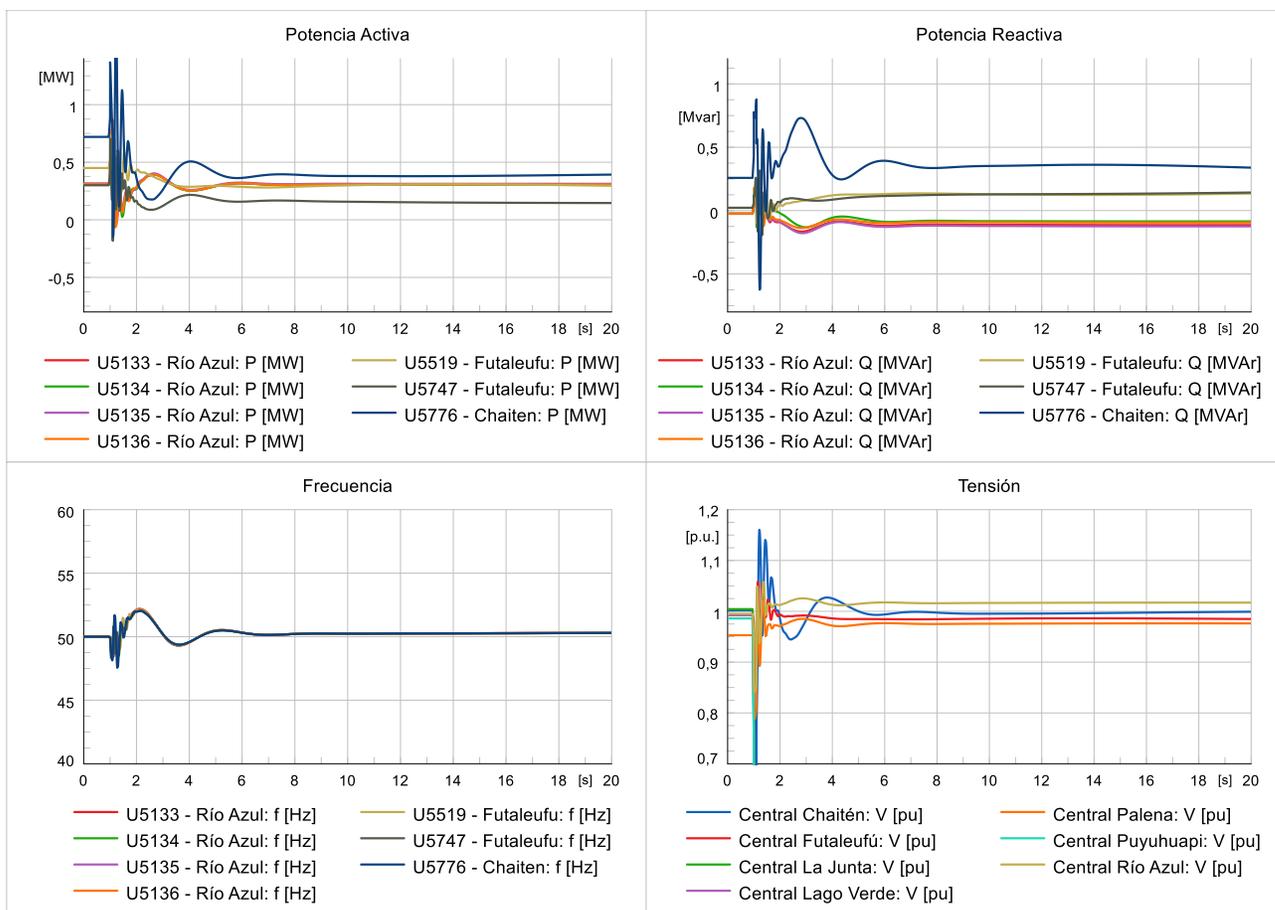


Figura 6-11: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 5 | E07-G02-DA.

De la Figura 6-11 se observa que posterior al despeje de la contingencia el sistema tiene un correcto desempeño dinámico, manteniendo los niveles de tensión dentro del rango normativo para estado de emergencia ($\pm 10\%$) y alcanzando una frecuencia cercana a 50Hz en su nuevo punto de operación.

6.2.2. Contingencia 6 (C06): Cortocircuito en Centro Urbano Puyuhuapi

Esta contingencia significa la desconexión y pérdida de los consumos presentes en la zona de Puyuhuapi, producto de un cortocircuito bifásico a tierra en el centro urbano Puyuhuapi, los cuales varían entre los 61kW en demanda baja hasta los 138kW en demanda alta.

Dicha falla corresponde a una de las contingencias menos críticas desde el punto de vista de la estabilidad del sistema, debido a la lejanía de la falla y de los bajos montos de consumos desconectados.

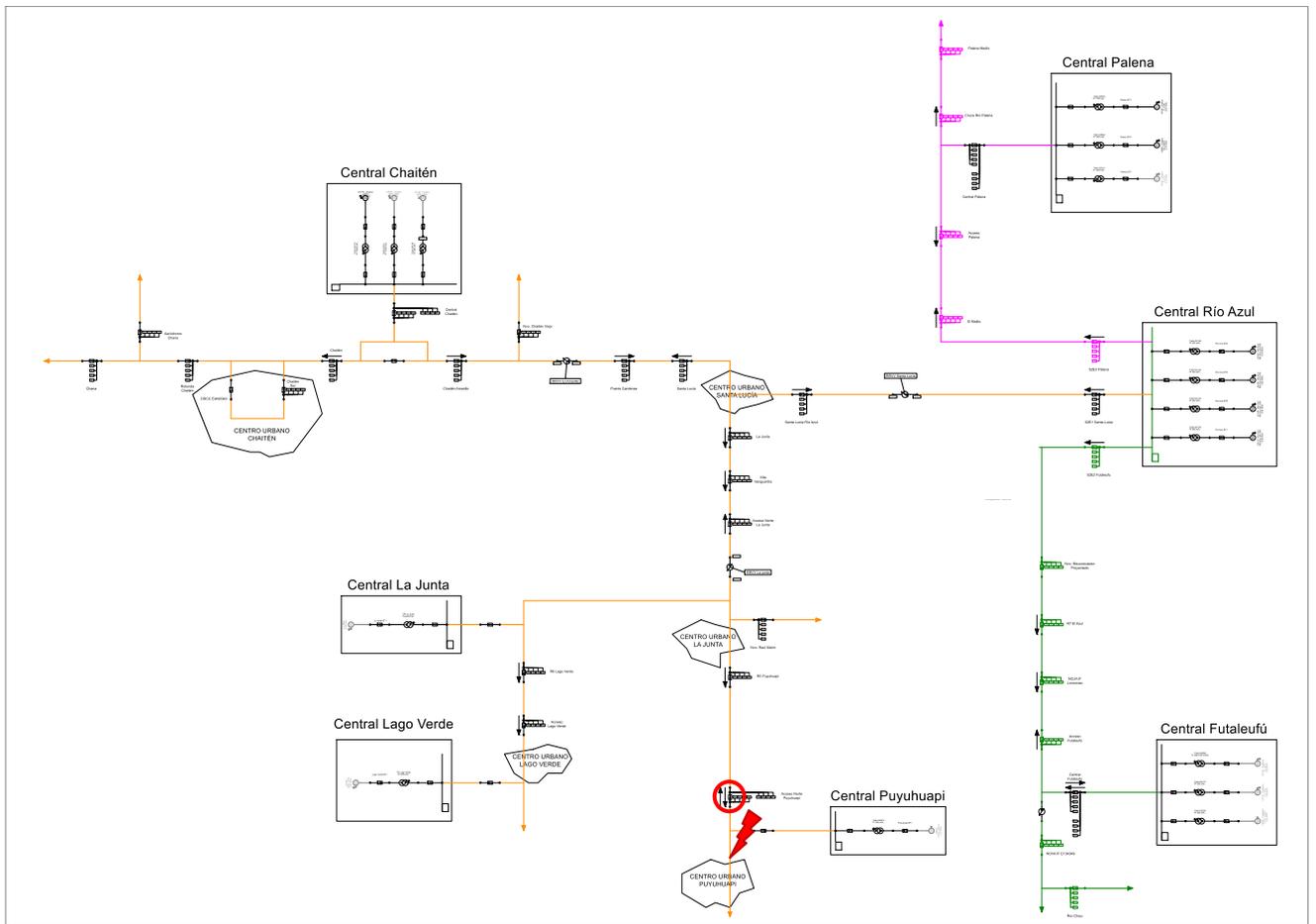


Figura 6-12: Diagrama de contingencia 6 | SM Palena.

Al igual que para la contingencia 5 (cortocircuito en el centro urbano La Junta), esta contingencia no significa un evento perjudicial para el sistema en términos de estabilidad, ya que, actualmente el sistema posee las herramientas necesarias para sobrellevar esta contingencia. Esto puede observarse en la Figura 6-13, donde se muestra la contingencia 6 (cortocircuito bifásico a tierra en centro urbano Puyuhuapi) en el escenario E07-G02-DA (Demanda alta y centrales Chaitén y Futaleufú en servicio).

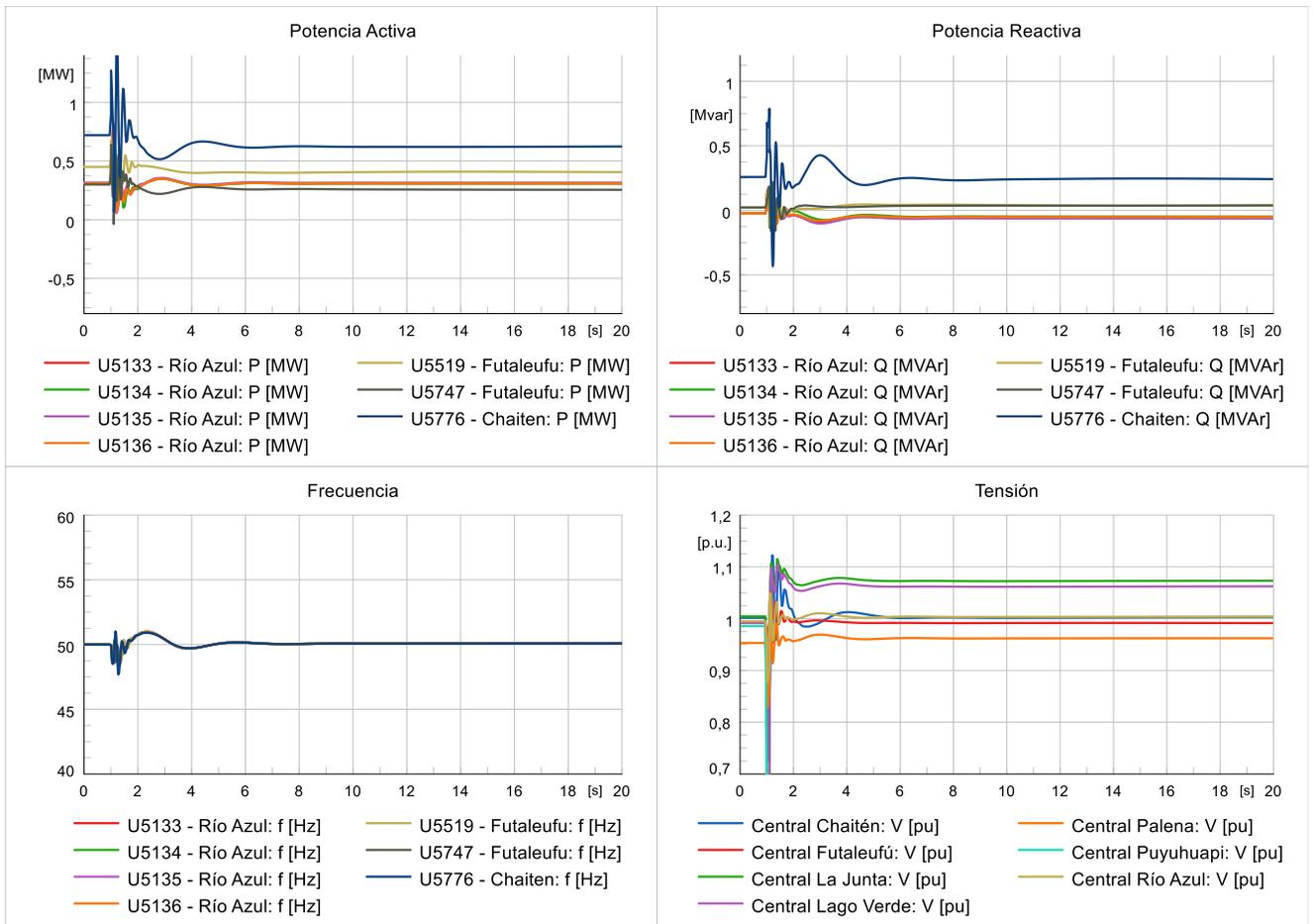


Figura 6-13: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 6 | E07-G02-DA.

De la Figura 6-13 se observa un correcto desempeño dinámico en el sistema Palena ante la ocurrencia de la contingencia 6, alcanzando valores admisibles de tensiones en el nuevo punto de operación y con una frecuencia cercana a los 50Hz.

6.2.3. Contingencia 7 (C07): Cortocircuito en Centro Urbano Palena

Esta contingencia se despeja por la apertura del reconectador *Cruce Río Palena* y significa la desconexión y pérdida de los consumos presentes en la zona urbana de Palena, los cuales varían entre los 148kW en demanda baja hasta los 338kW en demanda alta. Esta contingencia no produce la operación en isla de ninguna central.

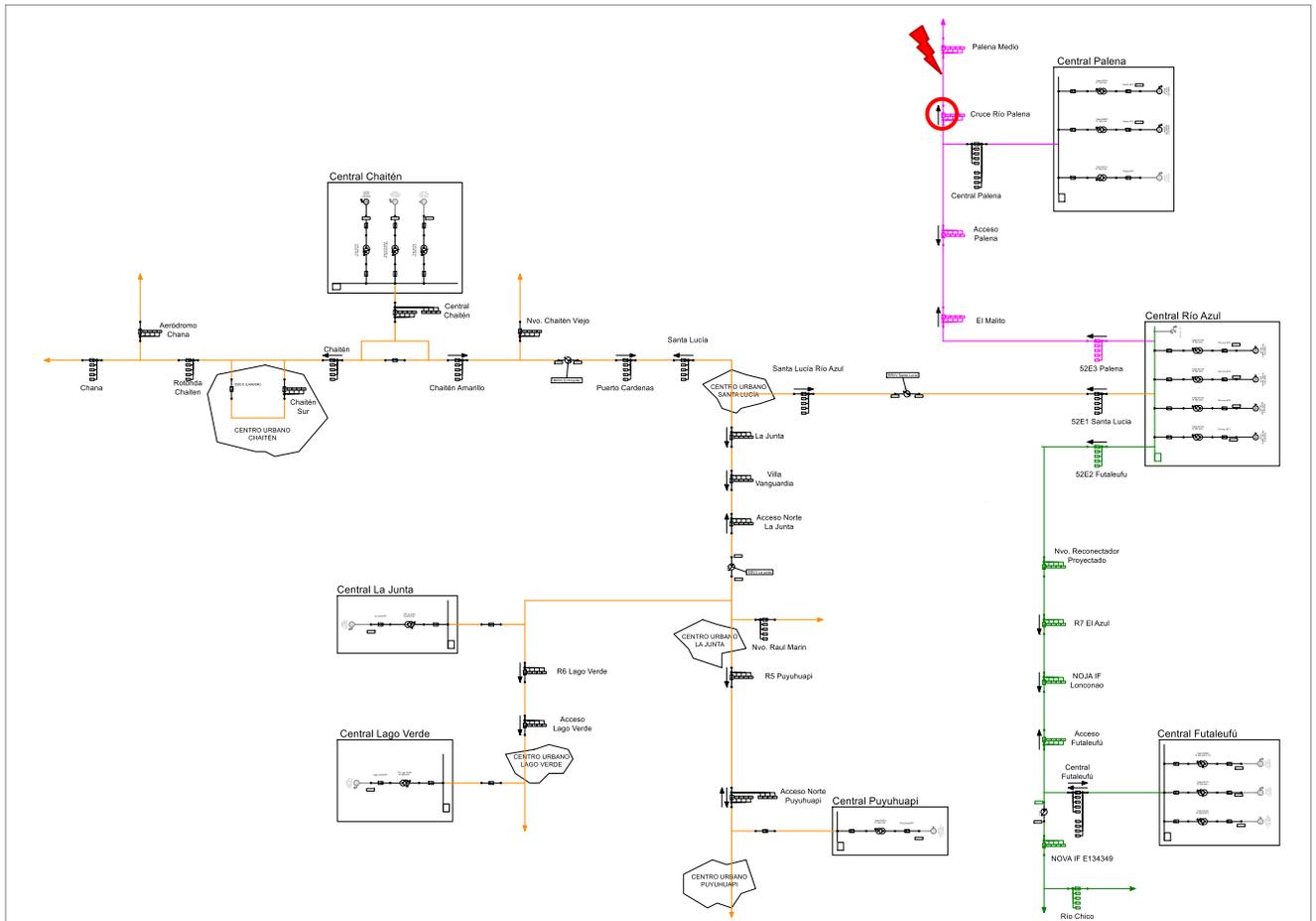


Figura 6-14: Diagrama de contingencia 7 | SM Palena.

A pesar de que esta contingencia no signifique la operación en isla de la central Palena, y de que el sistema posea recursos de potencia activa suficiente para hacerse frente a esta contingencia, se detecta que, en los escenarios de demanda alta, la desconexión de estos consumos produce un aumento en la tensión del sistema. Esto deriva en que los generadores absorban una considerable cantidad de potencia reactiva para mantener el valor de tensión objetivo, lo que deriva en la actuación en la actuación de la protección de reactivo inverso de algunas unidades.

En el caso del escenario E07-G02-DA (Demanda alta y centrales Chaitén y Futaleufú en servicio), esta contingencia produce la desconexión de la unidad 5747 de la central Futaleufú, no obstante, el sistema logra mantenerse estable ante esta desconexión. Sin embargo, en condiciones de demanda alta con la central Palena en servicio (E08-G03-DA), esta contingencia significa la desconexión de la central Palena completa (desconexión de 820kW), lo que a su vez deriva en la desconexión de la unidad 5775 de la central Chaitén, provocando el colapso completo de del sistema.

Esto se evidencia en la siguiente figura, donde se muestra el comportamiento dinámico del sistema ante esta contingencia para el escenario E08-G03-DA.

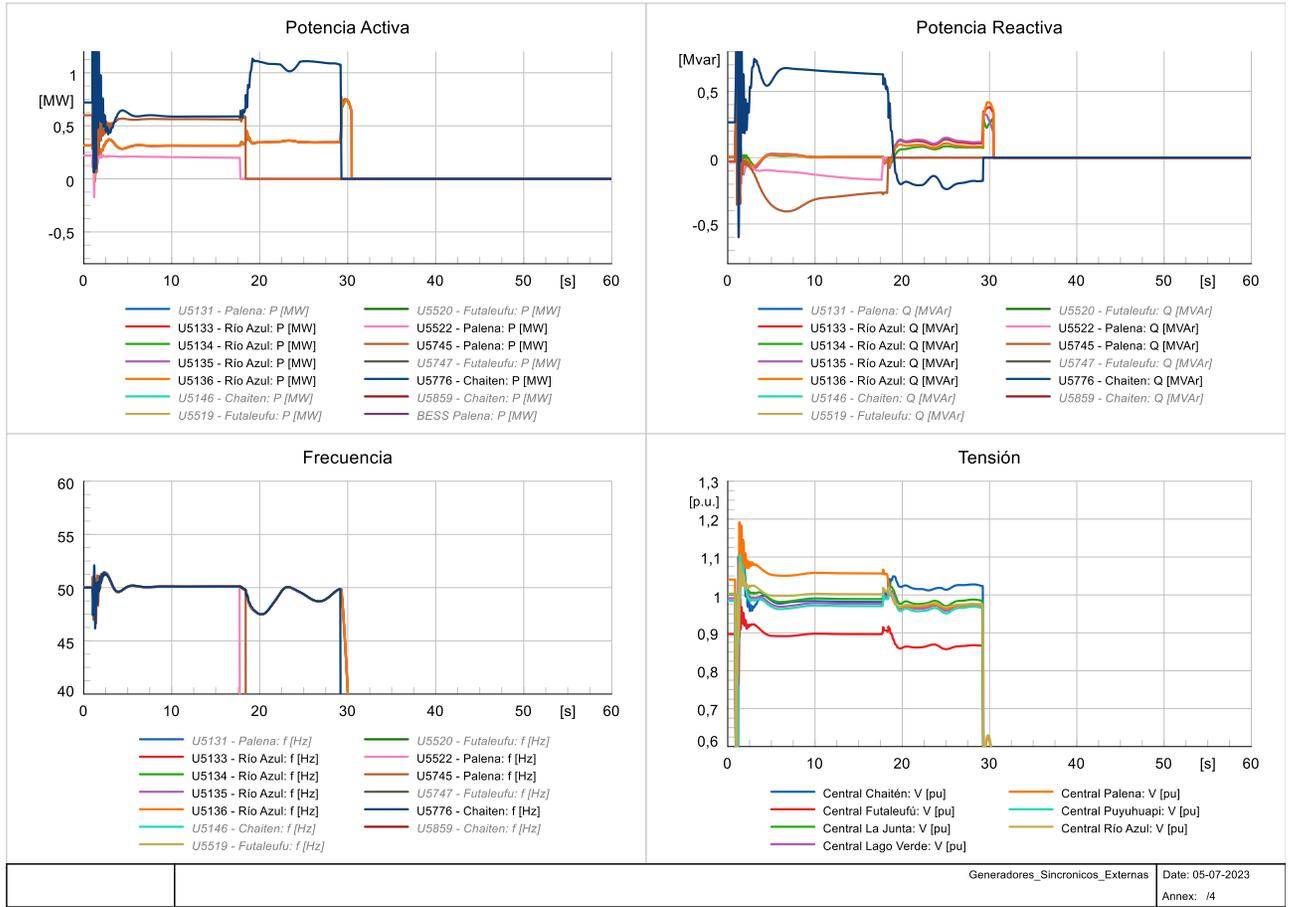


Figura 6-15: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 7 sin reconexión automática | E08-G03-DA.

De la Figura 6-15 se puede observar que aproximadamente al segundo 18 se produce la desconexión de las unidades 5522 y 5745 de la central Palena, ambas por la acción de la protección de reactivo inverso. Posterior a esta desconexión, la unidad 5776 de la central Chaitén empieza a absorber potencia reactiva, lo que deriva en su desconexión aproximadamente al segundo 30, lo que termina produciendo el colapso del sistema completo.

Complementariamente se analiza el efecto de la reconexión automática exitosa de reconector *Cruce Río Palena* en todos los escenarios confeccionados, el cual presenta un ajuste de reconexión automática a los 7s.

Se destaca que el efecto perjudicial que significa la desconexión de estos consumos es la actuación de la protección de reactivo inverso de las unidades térmicas, las cuales están ajustadas para su desconexión a los 10 segundos de encontrarse por debajo del umbral. Por este motivo, la reconexión exitosa del reconector *Cruce Río Palena* significa la no actuación de la protección de reactivo inverso en ninguno de las unidades térmicas, logrando alcanzar un nuevo punto estable sin pérdida de generación.

6.2.4. Contingencia 8 (C08): Cortocircuito en Centro Urbano Futaleufú

Esta contingencia significa la desconexión y pérdida de los consumos presentes en la zona urbana de Futaleufú, los cuales varían entre los 290kW en demanda baja hasta los 725kW en demanda alta. Por otro lado, actualmente no se cuenta con un reconector que aisle con mayor precisión dicha contingencia, por lo que esta contingencia produce igualmente la desconexión de la central Futaleufú, en caso de que esta se encuentre en servicio.

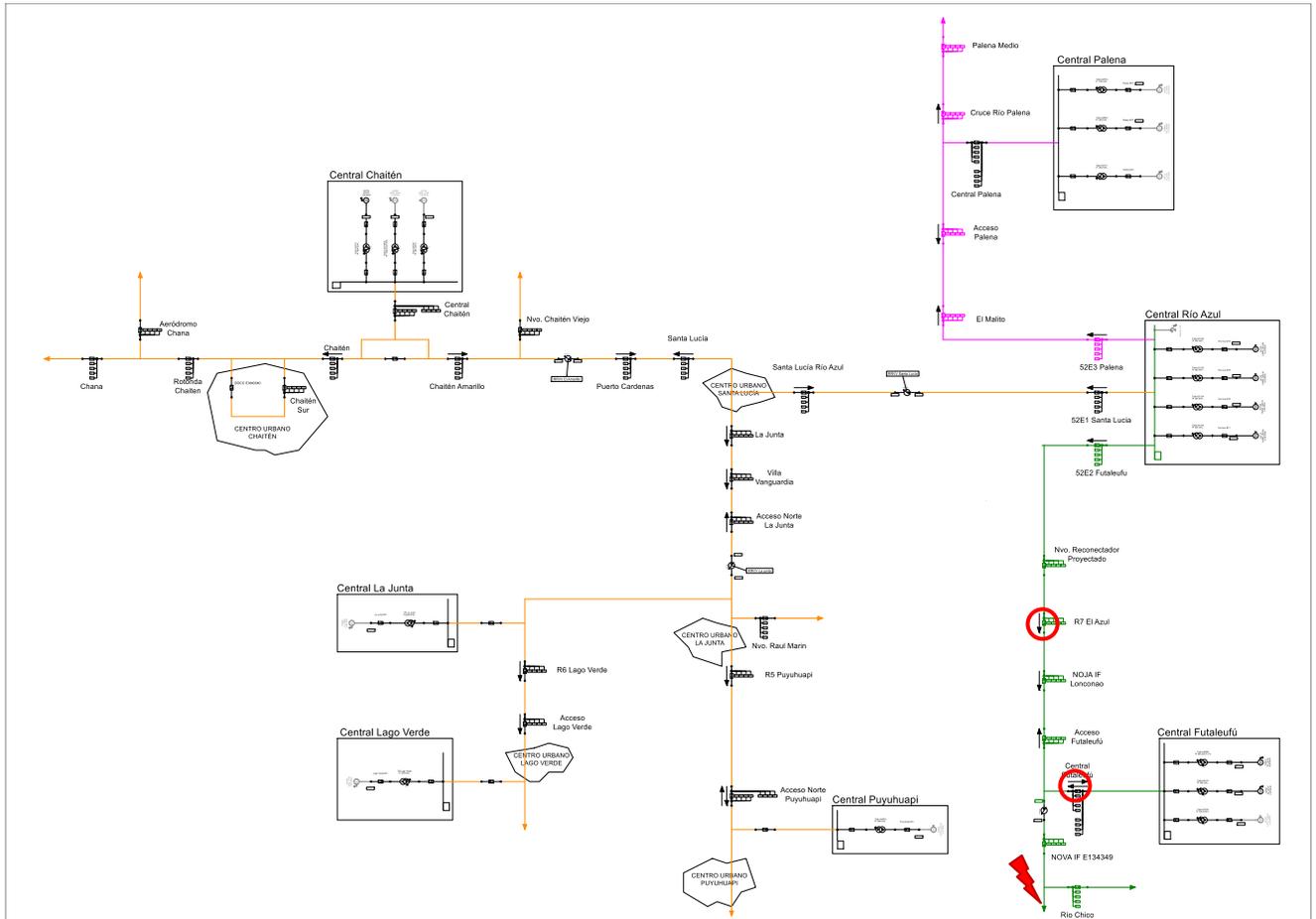


Figura 6-16: Diagrama de contingencia 8 | SM Palena.

De los análisis realizados se observa que, en general, el sistema es capaz de sobreponerse dicha contingencia sin mayores efectos perjudiciales.

A modo de escenario testigo, en la Figura 6-17 se observa la evolución dinámica del sistema ante la ocurrencia de esta contingencia en el escenario E08-G03-DA (Demanda alta y centrales Chaitén y Palena en servicio). En esta figura se observa un correcto desempeño dinámico por parte del sistema Palena y sus unidades sincrónicas.

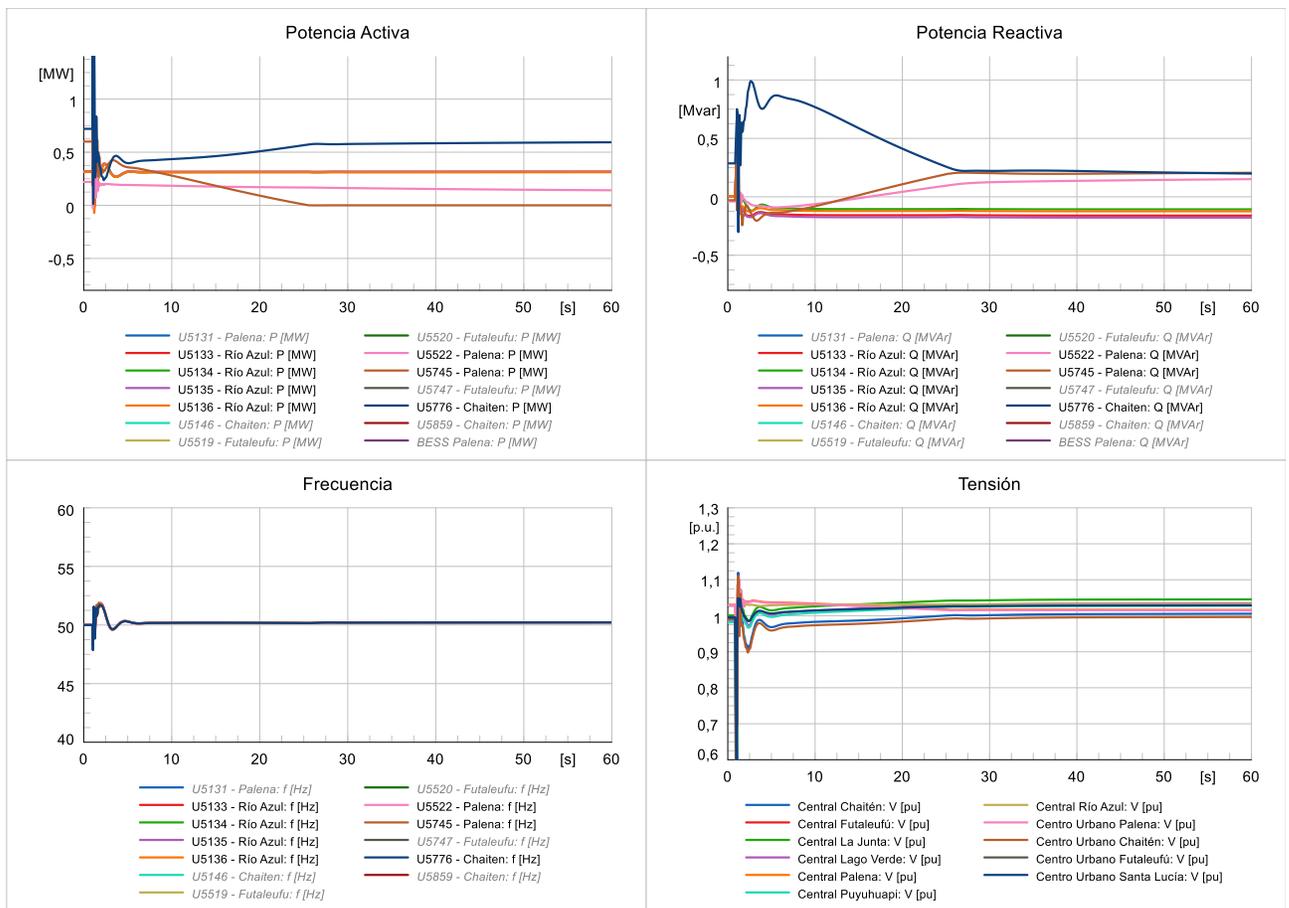


Figura 6-17: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 8 sin reconexión automática | E08-G03-DA.

Complementariamente, al analizar el efecto de una reconexión automática exitosa, se tiene que únicamente el reconector *El Azul* presenta habilitada la función de reconexión automática (con un tiempo de actuación de 5s) por lo que la central Futaleufú permanece desconectada aun cuando se produce esta reconexión.

De estos análisis se observa que en general la reconexión exitosa no trae efectos perjudiciales para el sistema, logrando abastecer los consumos perdidos, manteniendo la estabilidad del sistema. Sin embargo, en condiciones de demanda alta y con la central Futaleufú en servicio (Escenario E08-G02-DA) se observa que esta reconexión significa el colapso del sistema.

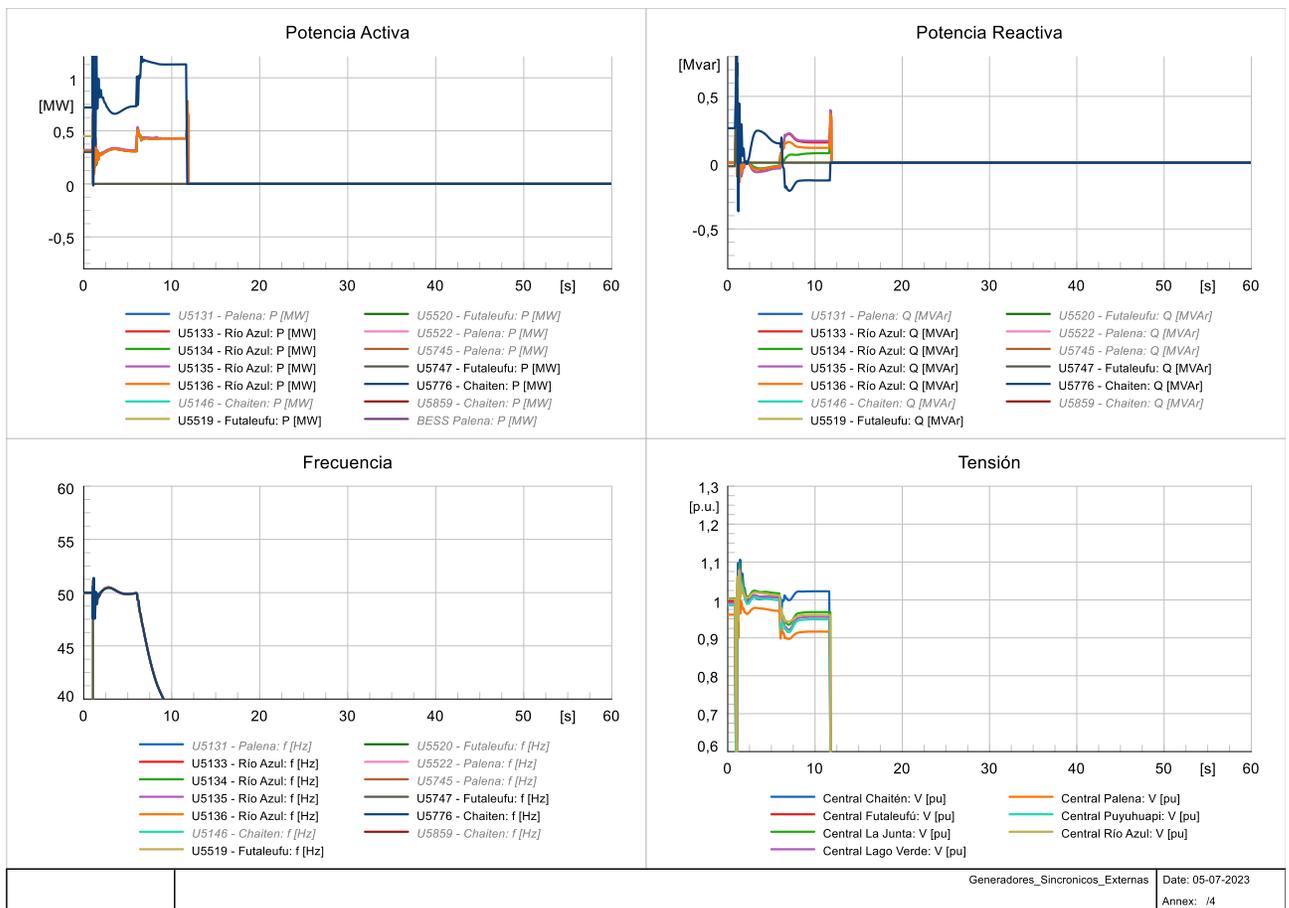


Figura 6-18: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 8 con reconexión automática | E07-G02-DA.

Esto se debe a que esta falla significa la inevitable desconexión de la central Futaleufú, la cual tiene un gran aporte de potencia activa en condiciones de demanda alta (750kW), por lo que, al conectar los consumos perdidos, el sistema no presenta reserva suficiente reserva en giro para abastecer los consumos, produciendo un colapso por subfrecuencia aproximadamente 5s posterior a la reconexión exitosa del reconector *El Azul*.

6.2.5. Contingencia 9 (C09): Cortocircuito en Centro Urbano Chaitén

Esta contingencia significa la desconexión y pérdida de los consumos presentes en la zona urbana de Chaitén por medio de la apertura del reconectador *Chaitén*, los cuales varían entre los 295kW en demanda baja hasta los 672kW en demanda alta.

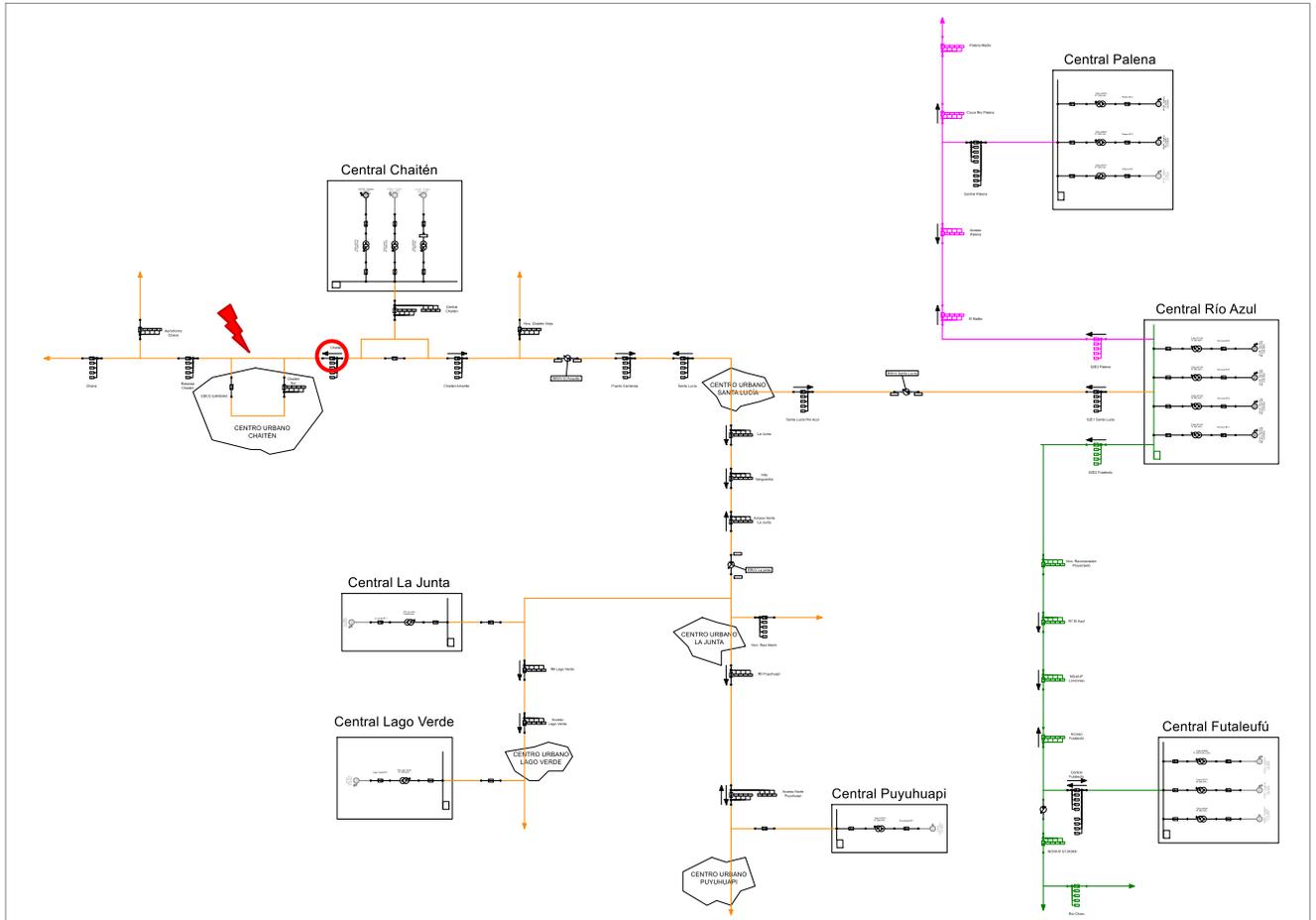


Figura 6-19: Diagrama de contingencia 9 | SM Palena.

De los análisis realizados, se detecta que, para mantener la tensión en su punto de operación, la central Chaitén debe absorber una considerable cantidad de potencia reactiva. Esto deriva en la actuación de la protección de reactivo inverso de la central Chaitén, desconectándola del sistema.

Esto se observa en la Figura 6-20 donde se enseña la evolución dinámica del sistema ante la ocurrencia de dicha contingencia para el escenario E01-G01-DB. En esta figura se observa que posterior a la apertura del reconectador *Chaitén*, la unidad 5146 de la central Chaitén alcanza un valor cercano a los -200kVAr de potencia reactiva, lo que deriva que en el segundo 15 se produzca la desconexión de esta central.

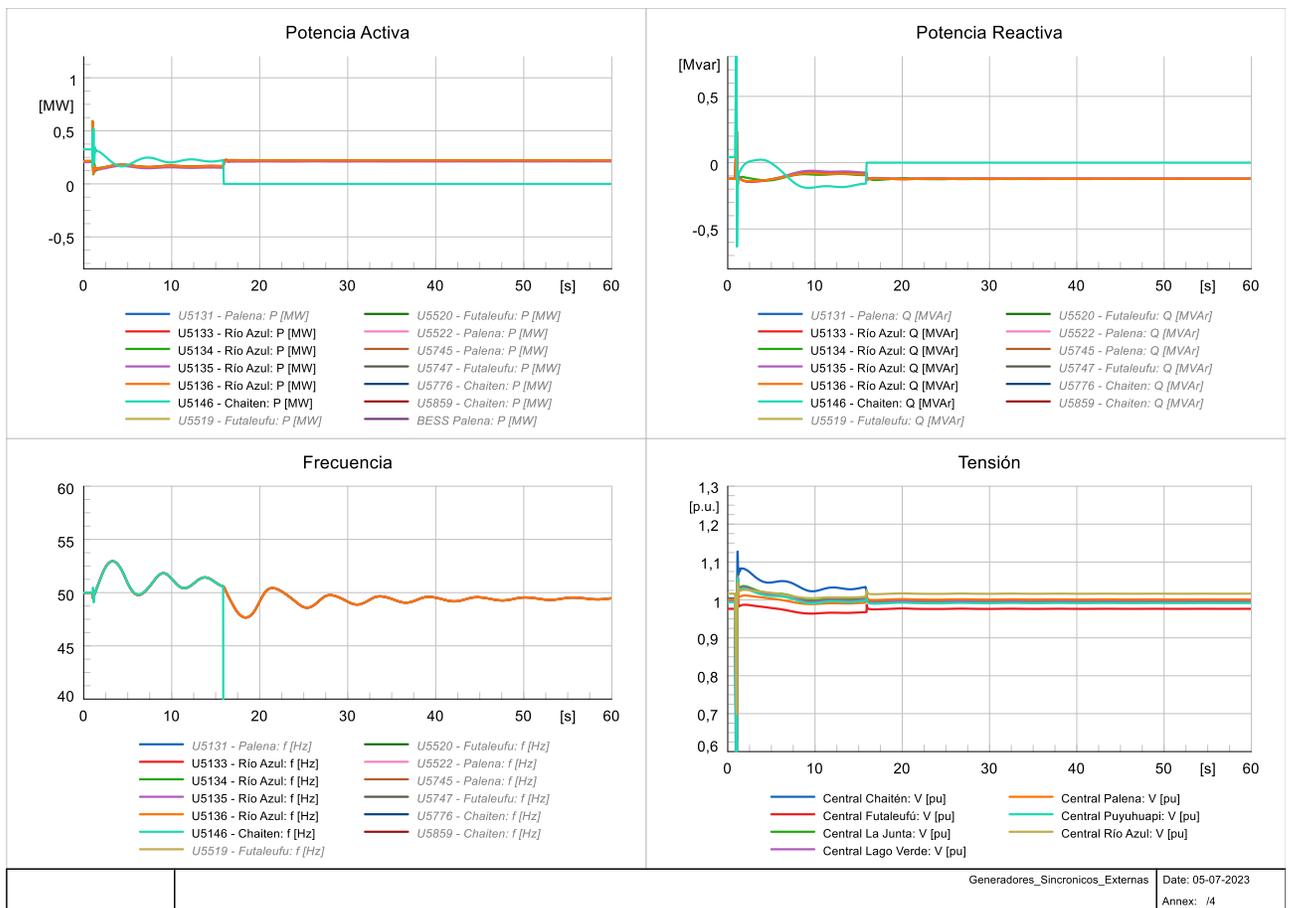


Figura 6-20: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 9 sin reconexión automática | E01-G01-DB.

Complementariamente se analiza el efecto de la reconexión automática exitosa de reconector *Chaitén*, el cual presenta un ajuste de reconexión automática a los 7s.

Se destaca que el efecto perjudicial que trae la desconexión de estos consumos es la actuación de la protección de reactivo inverso de las unidades de Chaitén, las cuales están ajustadas para su desconexión a los 10 segundos luego de que la potencia reactiva generada caiga por debajo del umbral. Por este motivo, la reconexión exitosa del reconector *Chaitén* significa la no actuación de la protección de reactivo inverso en ninguno de las unidades térmicas, logrando alcanzar un nuevo punto estable sin pérdida de generación.

Se destaca que la desconexión de estos consumos deriva en la actuación de la protección de reactivo inverso de las unidades de la central Chaitén a los 10 segundos. Logrando una reconexión automática exitosa del reconector *Chaitén* en menos de 10 segundos logra evitar la desconexión de esta central, lo que permite que el sistema alcance un nuevo punto de operación estable.

6.3. Contingencias de pérdida de generación

6.3.1. Contingencia 10 (C10): Pérdida de unidad de Central Térmica Chaitén

Esta contingencia significa la pérdida de la central Chaitén, la cual se encuentra en servicio en todos los escenarios de análisis. Esta contingencia es crítica ya que dicha central representa la central con mayor capacidad de generación (1.960kW en total), y resulta un apoyo importante para la central hidráulica Río Azul.

En condiciones de máxima carga, la central Chaitén alcanza un nivel de generación de 720kW. Esto ocurre específicamente en el escenario E08-G03-DA, escenario con las centrales Río Azul, Chaitén (unidad 5776) y Palena (unidades 5522 y 5745) en servicio

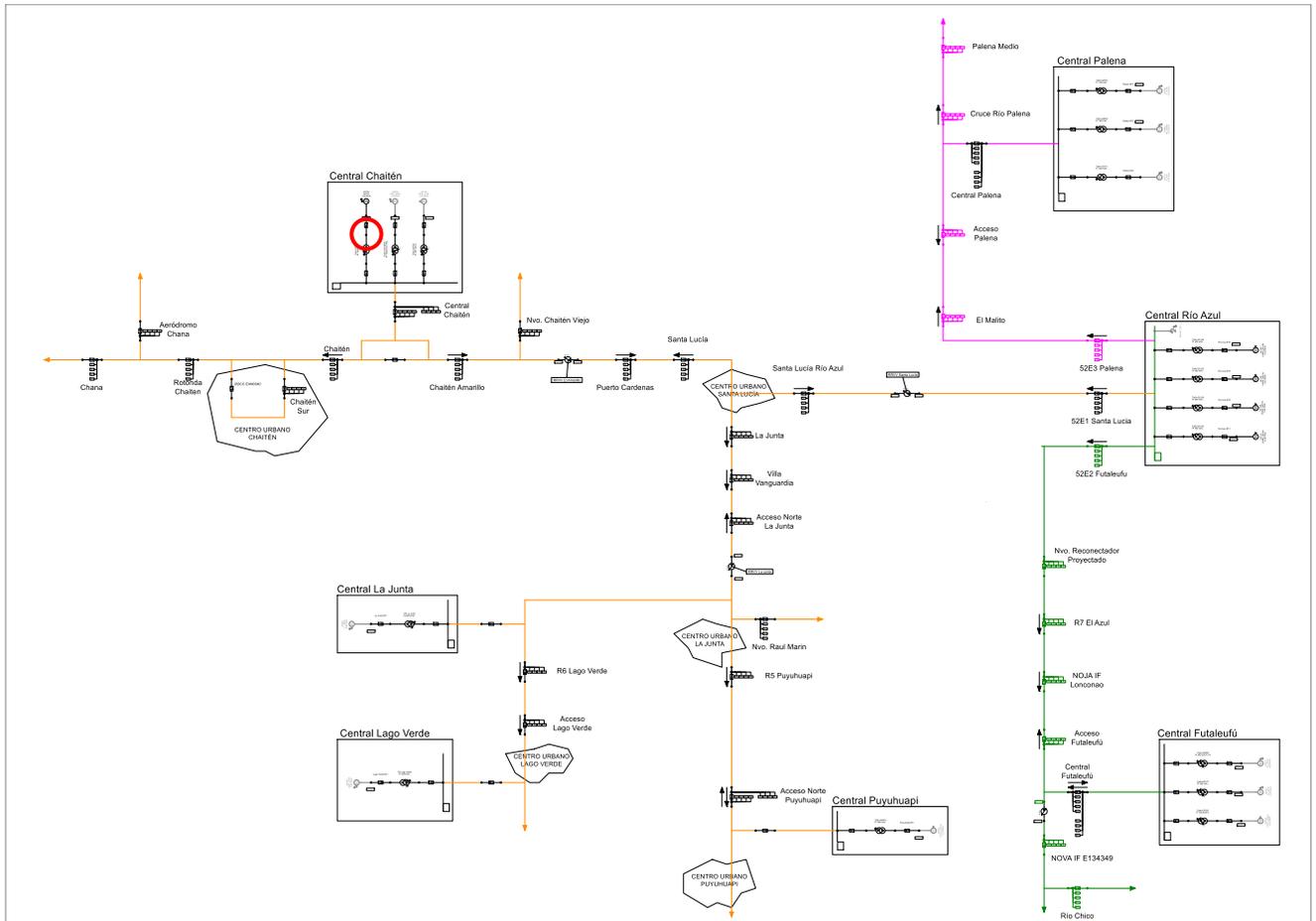


Figura 6-21: Diagrama de contingencia 10 | SM Palena.

De los análisis realizados se observa que, en los escenarios de demanda media y alta (Escenarios E04-G01-DM, E05-G02-DM, E06-G03-DM, E07-G02-DA y E08-G03-DA), donde la generación de la central Chaitén es relativamente alta (desde los 420kW a los 720kW), la desconexión de la central Chaitén supone el colapso del sistema, mientras que, en condiciones de baja demanda, se espera que esta contingencia no provoque mayores daños al sistema y que este permanezca estable.

A modo de referencia, en la Figura 6-22 se observa el desempeño dinámico del sistema ante la pérdida de una unidad de la central Chaitén para el escenario E02-G02-DB, mientras que en la Figura 6-23 se observa la misma contingencia para el escenario E07-G02-DA. Ambos escenarios presentan condiciones operacionales parecidas en cuanto a las centrales que se encuentra en servicio (Río Azul, Chaitén y Futaleufú) pero presentan distinto nivel de demanda.

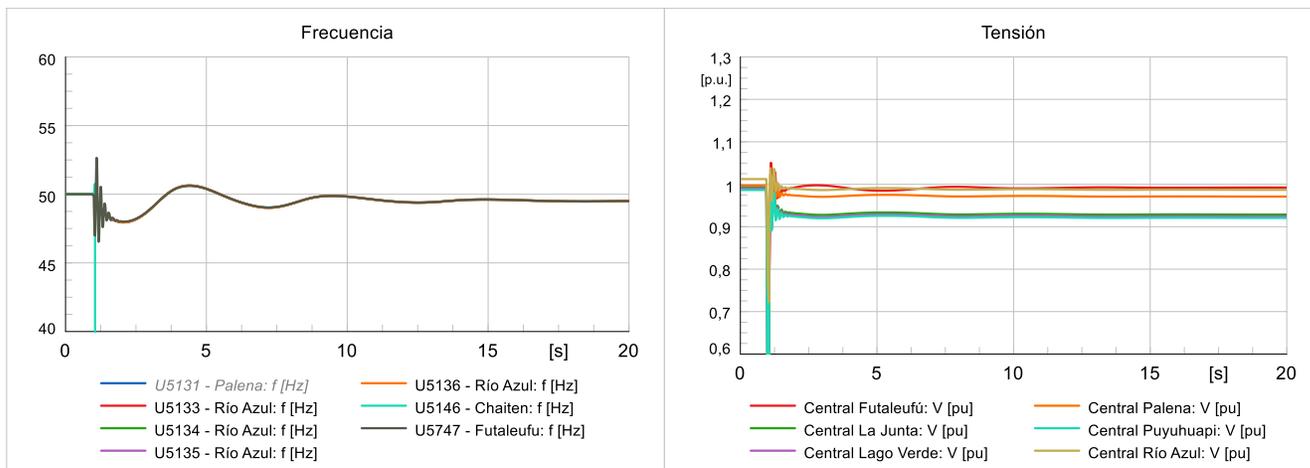


Figura 6-22: Desconexión de unidad de central Chaitén | E02-G02-DB.

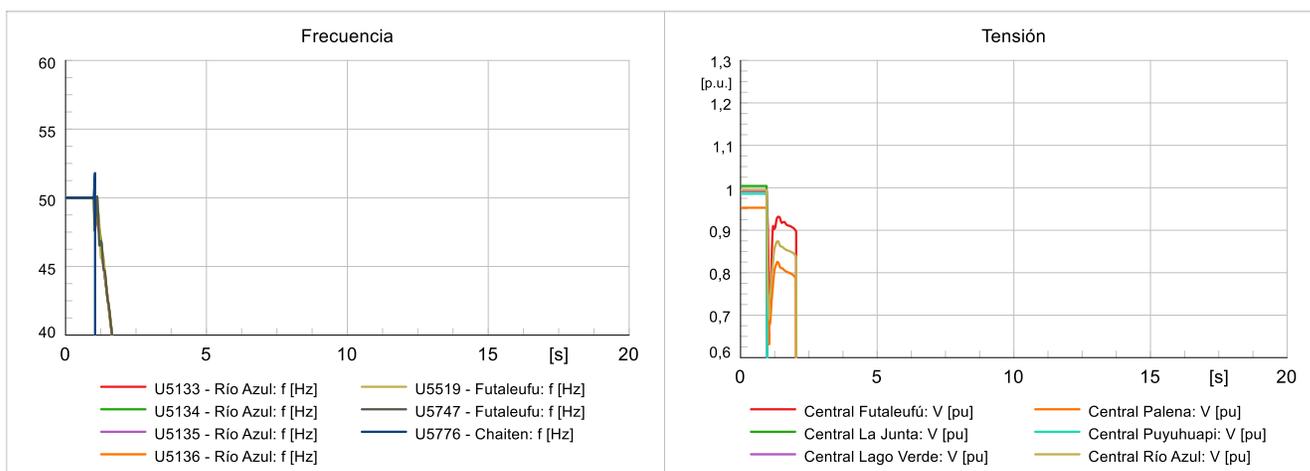


Figura 6-23: Desconexión de unidad de central Chaitén | E07-G02-DA.

De esta manera, actualmente el sistema no posee herramientas suficientes para sobrellevar la pérdida de la central Chaitén, lo que significa que esta contingencia deriva, en la mayoría de los casos, en el colapso del sistema Palena completo por subfrecuencia.

Con el fin de analizar la tasa de decaimiento de la frecuencia ante esta contingencia, en la Figura 6-24 se gráfica la frecuencia del sistema ante la desconexión de la unidad 5776 de la central Chaitén para los escenarios de máxima demanda (Escenarios E07-G02-DA y E08-G03-DA). Se analiza en estos escenarios ya que estos corresponden a los casos donde el desbalance de potencia activa es mayor entre todas las condiciones analizadas.

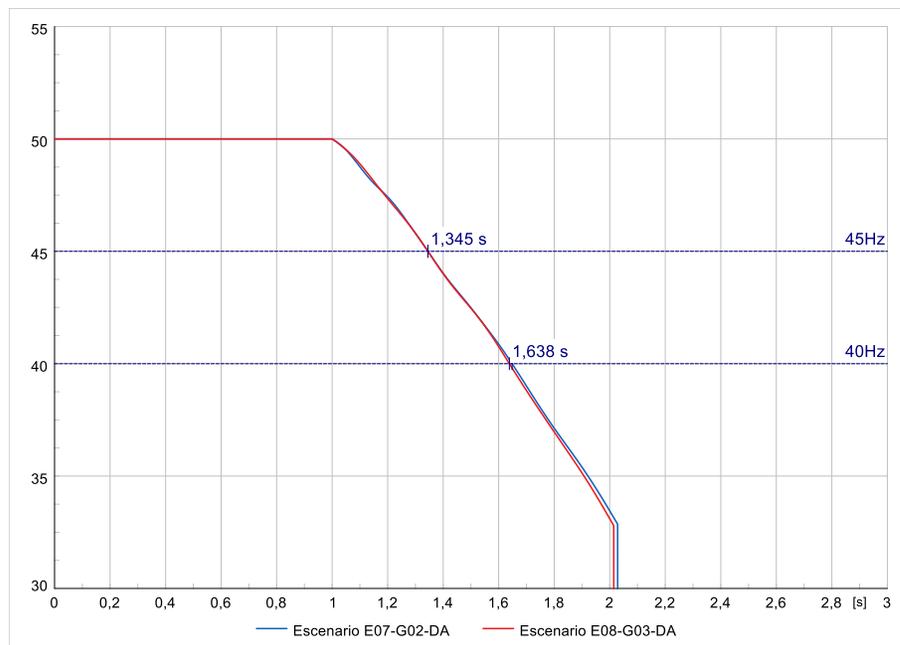


Figura 6-24: Tasa de descenso de frecuencia | Desc. de unidad 5776 | Demanda Alta.

De la Figura 6-24 se observa que, para las peores condiciones analizadas, el sistema se demora 345ms en alcanzar un valor de 45Hz y 638ms en alcanzar los 40Hz. Esto se produce ante la desconexión de 720kW (unidad 5776) y con una inercia sistémica de aproximadamente 4MVAs.

6.3.2. Contingencia 11 (C11): Pérdida de unidad de Central Térmica Futaleufú

Esta contingencia significa la pérdida de una unidad de la central Futaleufú. En caso de que dos unidades se encuentren en servicio al mismo tiempo, se considera la pérdida de la unidad más grande.

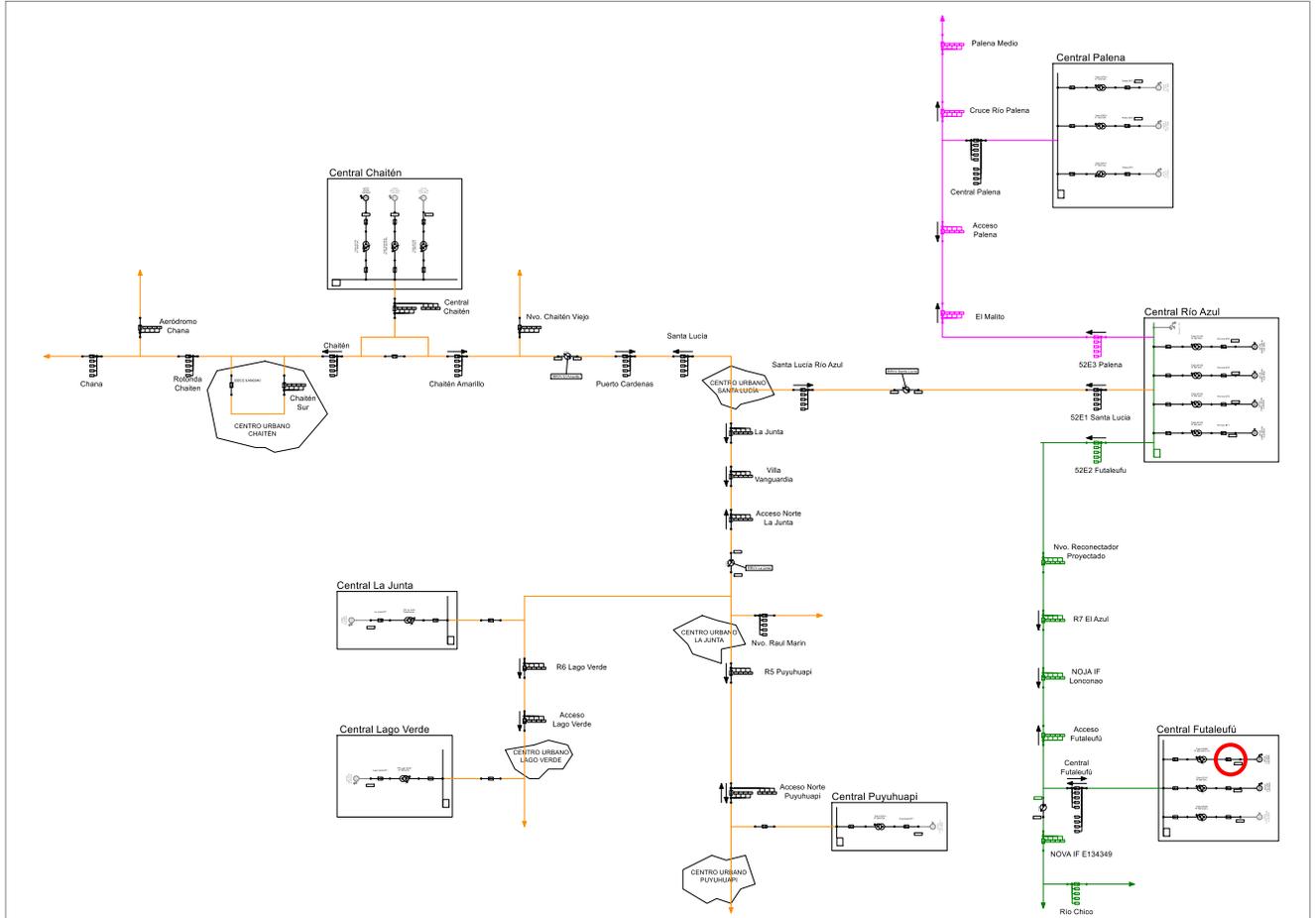


Figura 6-25: Diagrama de contingencia 11 | SM Palena.

De los resultados obtenidos se tiene que, en condiciones de demanda baja y media, cuando la central Futaleufú se encuentra generando 100kW y 115kW, respectivamente, esta contingencia no significa mayores problemas para el sistema, teniendo reservas necesarias para hacerse cargo del desprendimiento de generación. Esto puede observarse en la Figura 6-26, donde se muestra un correcto desempeño dinámico del sistema ante la ocurrencia de esta contingencia para el escenario E02-G02-DB.

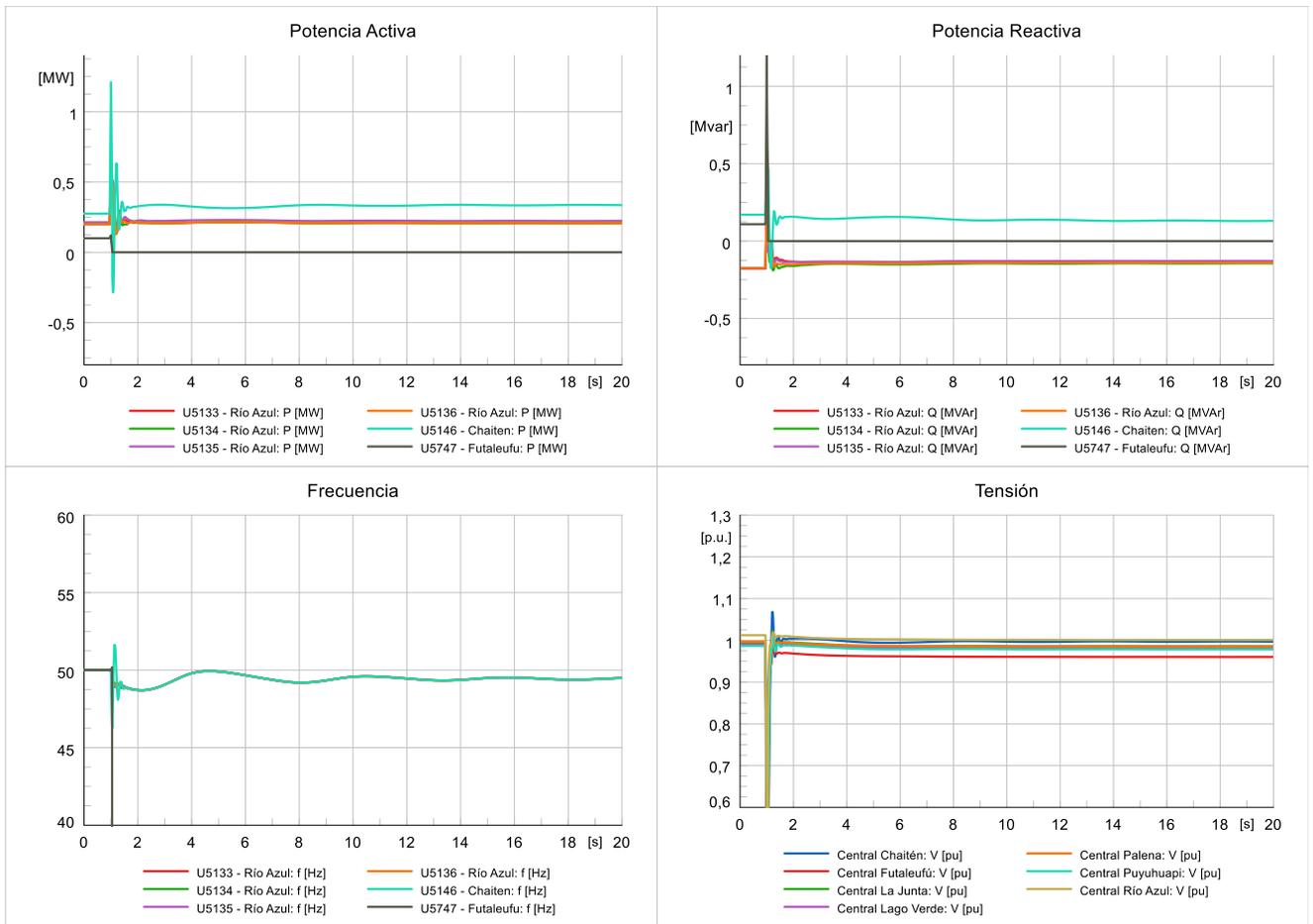


Figura 6-26: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 11 | E02-G02-DB.

No obstante, en condiciones de demanda alta (Escenario E07-G02-DA), la central Futaleufú se encuentra con un mayor nivel de generación, siendo la unidad que más genera la unidad 5519 con una carga de 450kW.

En esta condición, el resto de las centrales aumentan su nivel de generación para sostener el sistema posterior a la contingencia y, aunque transitoriamente las máquinas son capaces de aumentar su generación y hacerse cargo del desbalance de potencia, la pérdida de la central Futaleufú deriva en subidas de tensión en la central Chaitén, lo que provoca eventualmente su desconexión producto de su protección de reactivo inverso, y con esto el colapso del sistema completo.

Esto se observa en la Figura 6-27, donde se muestra la evolución del sistema para el escenario E07-G02-DA ante la ocurrencia de esta contingencia.

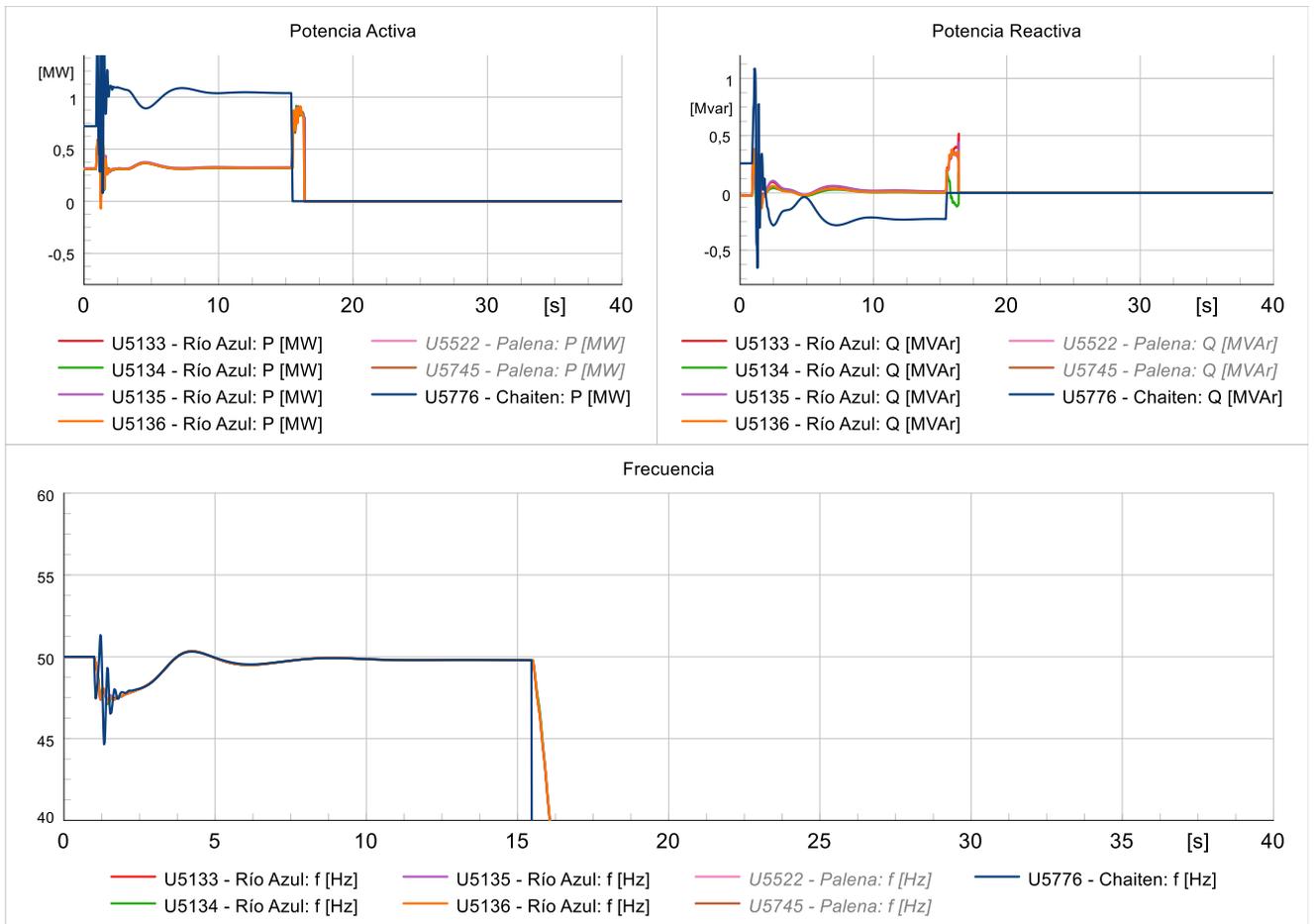


Figura 6-27: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 11 | E07-G02-DA.

6.3.3. Contingencia 12 (C12): Pérdida de unidad de Central Térmica Palena

Esta contingencia significa la pérdida de una unidad de la central Palena. En caso de que dos unidades se encuentren en servicio al mismo tiempo, se considera la pérdida de la unidad más grande.

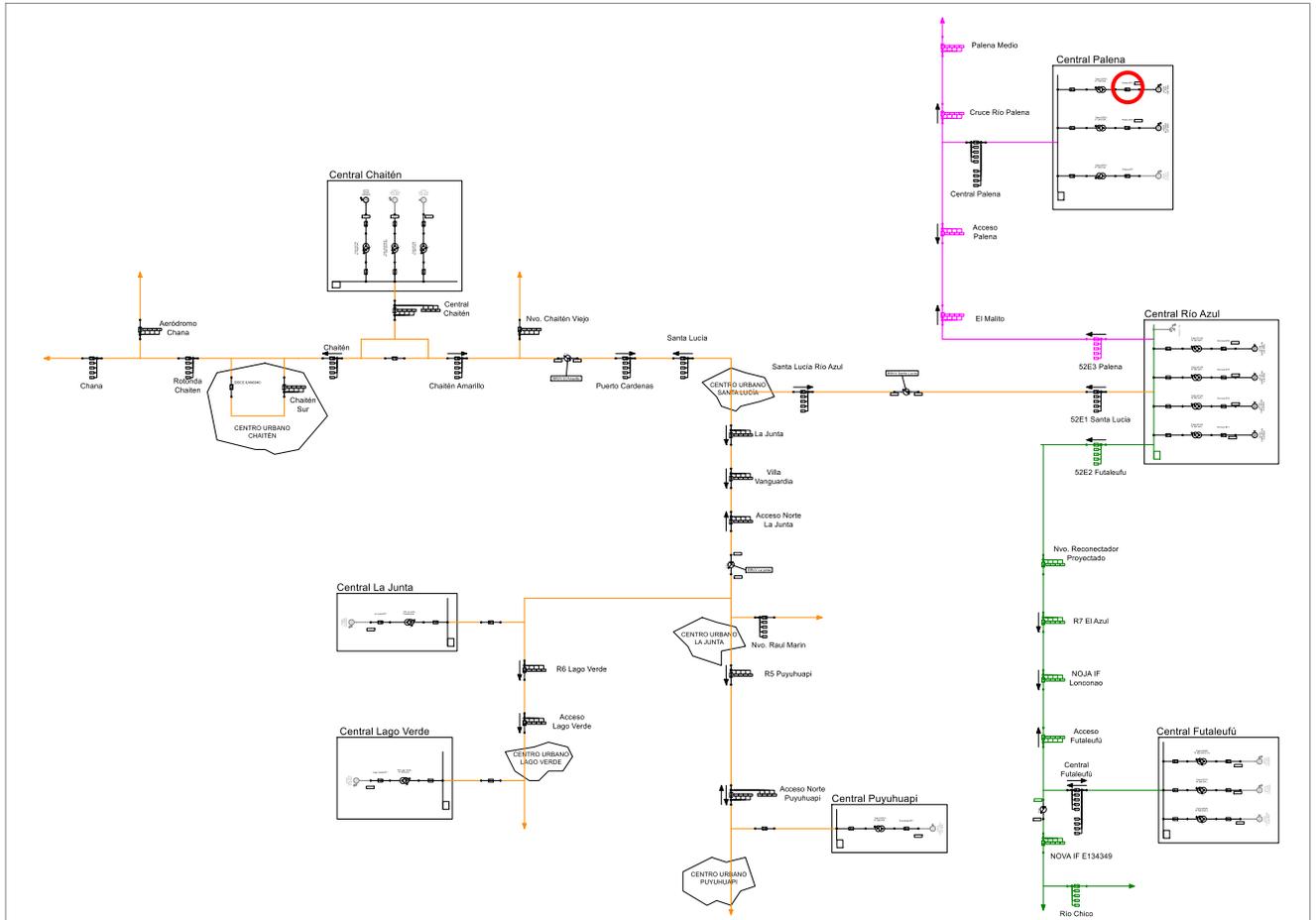


Figura 6-28: Diagrama de contingencia 11 | SM Palena.

De los resultados obtenidos se tiene que, en condiciones de demanda baja y media, cuando la central Palena se encuentra generando 100kW y 125kW, respectivamente, esta contingencia no significa mayores problemas para el sistema, teniendo reservas necesarias para hacerse cargo del desprendimiento de generación. Esto puede observarse en la siguiente figura.

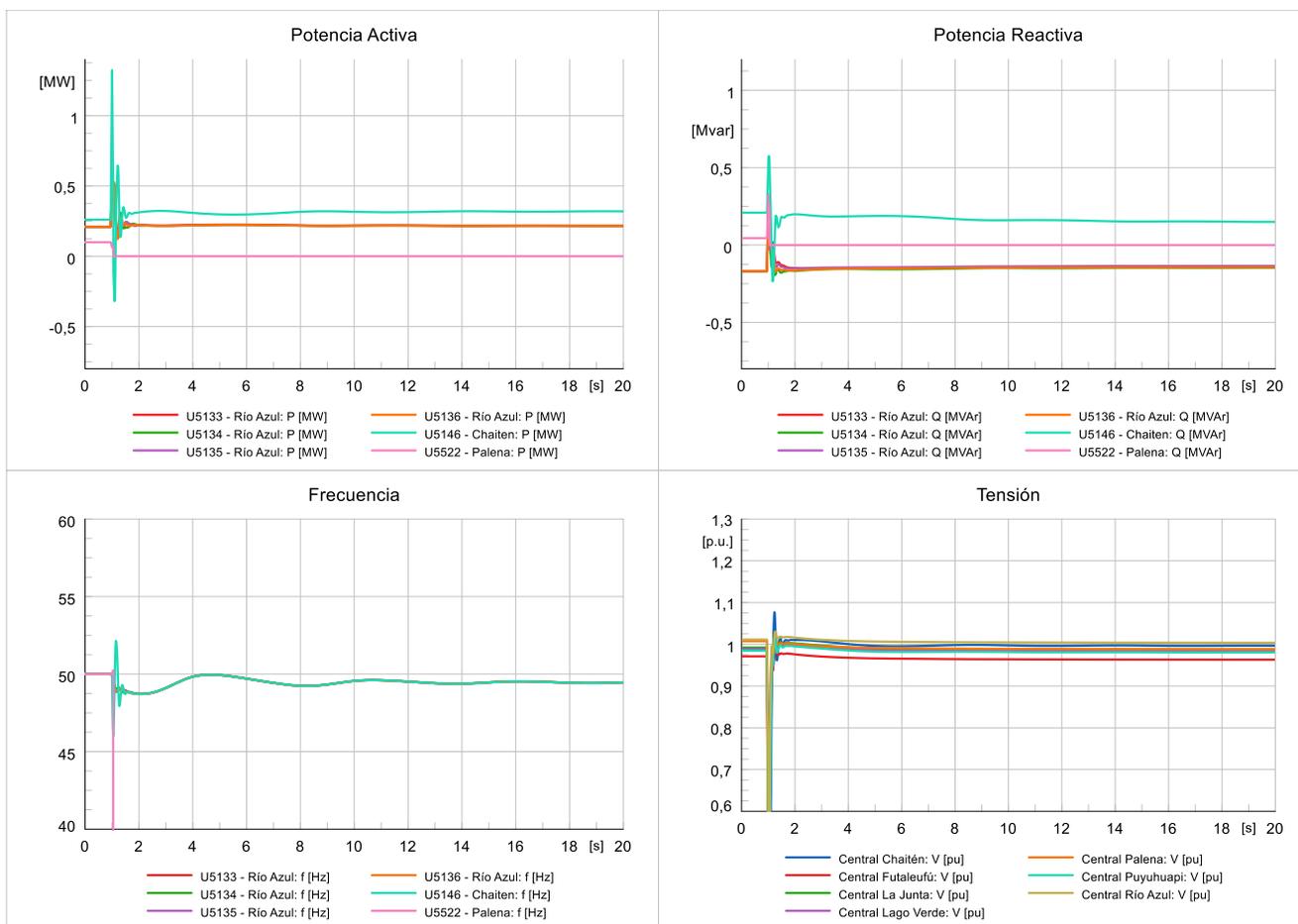


Figura 6-29: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 12 | E03-G03-DB.

No obstante, en condiciones de demanda alta (E08-G03-DA), la central Palena se encuentra con un mayor nivel de generación, siendo la unidad que más genera la unidad 5745 con una carga de 600kW. De este modo, posterior a la contingencia el resto de las centrales aumentan su nivel de generación para sostener el sistema y, aunque transitoriamente los generadores son capaces de aumentar su nivel de generación y hacerse cargo del desbalance de potencia, la pérdida de la central Palena deriva en subidas de tensión en la central Chaitén, lo que provoca eventualmente su desconexión producto de su protección de reactivo inverso, y con esto el colapso del sistema completo.

Esto puede observarse en la Figura 6-30, donde se muestra la evolución del sistema ante la pérdida de la unidad 5745 de la central Palena en el escenario E08-G03-DA.

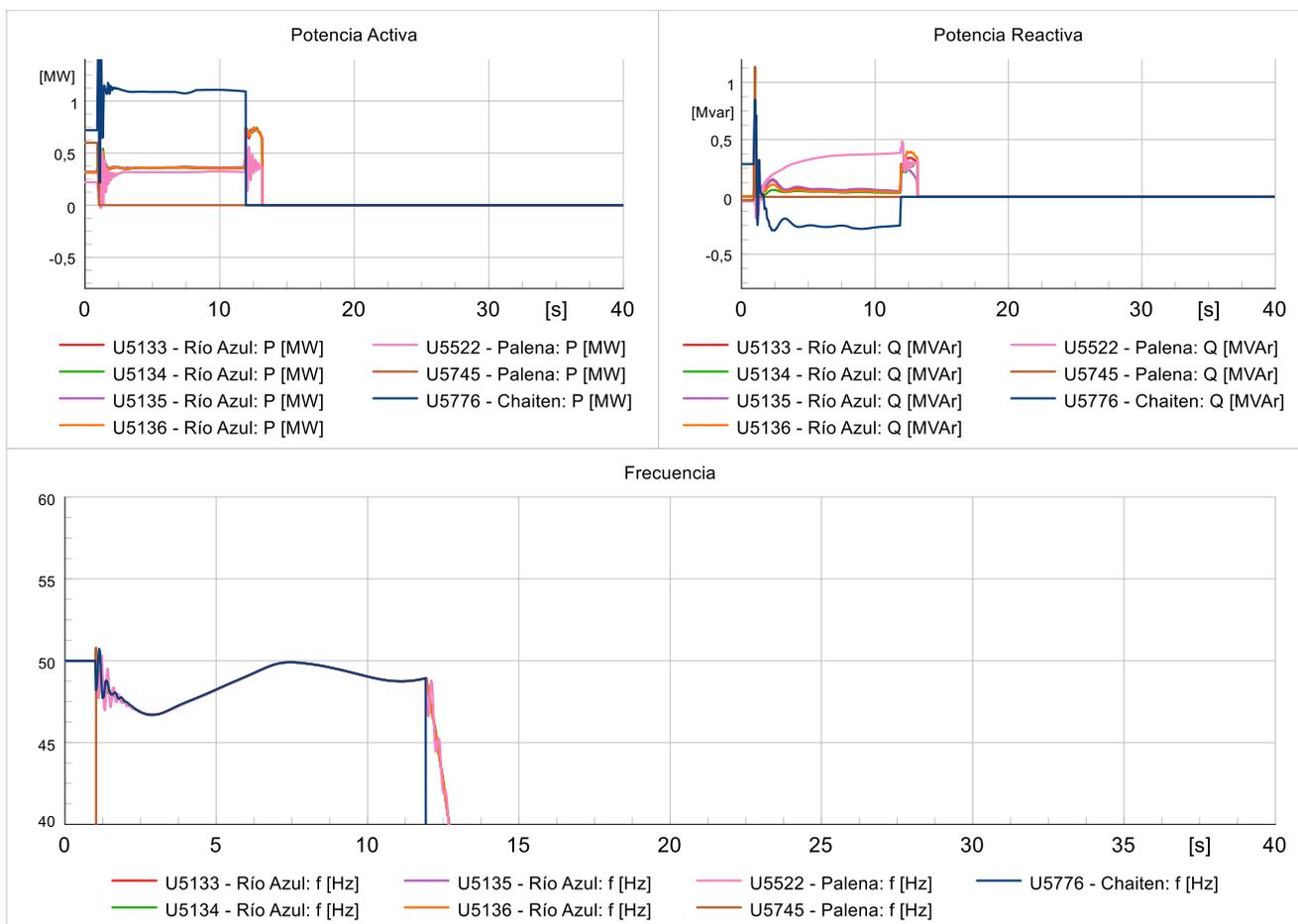


Figura 6-30: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 12 | E08-G03-DA.

6.4. Resumen de Diagnóstico de Estabilidad de Sistema

De los análisis realizados en los escenarios confeccionados detecta una serie de problemas habituales en el sistema mediano Palena, los cuales ocurren para diversas contingencias y que derivan en la desconexión parcial o completa del sistema o de algunas unidades sincrónicas.

A continuación se muestra un cuadro resumen del diagnóstico de estabilidad del sistema mediano Palena, mostrando la situación del sistema para cada escenario y ante cada contingencia analizada.

Contingencia	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09	C10	C11	C12	C13
E01-G01-DB	!	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	-	-	-
E02-G02-DB	!	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	✓	-	-
E03-G03-DB	!	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	-	✓	-
E04-G01-DM	!	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	-	-	-
E05-G02-DM	!	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	✓	✗	✓	-	-
E06-G03-DM	!	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	✓	✓	-	✓	-
E07-G02-DA	!	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	!	✗	✗	-	-
E08-G03-DA	!	✓	!	✓	✓	✓	!	✓	!	✗	-	✗	-

- ✓ Sistema estable
- ! Pérdida parcial o desconexión de unidad sincrónica
- ✗ Sistema inestable (Colapso de sistema completo)

Tabla 6-2: Resumen de diagnóstico.

Por un lado, se detecta habitualmente la **actuación de la protección de reactivo inverso** en distintas unidades, lo que deriva en la desconexión de la unidad afectada. En algunos casos el sistema es capaz de soportar la pérdida de la unidad, sin embargo, en otros casos la pérdida de una unidad, en un sistema ya debilitado, deriva en una caída en cascada del resto de las unidades, produciendo el colapso completo del sistema.

En el siguiente cuadro se muestra un resumen de las contingencias que provocan la actuación de la protección de reactivo inverso en cada central. De este cuadro se desprende que la central que presenta mayores probabilidades de desconectarse por esta protección es la central Chaitén, la cual se desconecta ante cuatro de las trece contingencias, mientras que las centrales Palena y Futaleufú se desconectan únicamente ante la desconexión de los consumos de la zona urbana Palena.

Actuación Reactivo Inverso	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09	C10	C11	C12
Central Chaitén	✓	✓	!	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	!	!
Central Futaleufú	✓	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	✓	✓	✓	✓
Central Palena	✓	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 6-3: Resumen de contingencias que provocan actuación de reactivo inverso.

Por otro lado, se detecta el colapso del sistema por **subfrecuencia**. Esto ocurre principalmente en escenarios de demanda alta, donde la reserva en giro es menor y las unidades sincrónicas se encuentran con un mayor nivel de despacho, por lo que una pérdida de una unidad significa un gran desbalance de potencia activa, el cual, considerando la baja inercia sistémica, trae el colapso del sistema de no producirse desprendimiento de carga.

7 PROPUESTAS DE SOLUCIONES

En el siguiente apartado se muestran el análisis de las soluciones propuestas para solventar las problemáticas diagnosticadas en el capítulo anterior.

7.1. Señal de disparo a reconector La Junta

Como se observa en el apartado 6.1.1, la contingencia 1 deriva en la desconexión de la central Chaitén, lo que conduce a la pérdida total del alimentador 52E1 Santa Lucía del sistema mediano Palena, lo cual significa la pérdida de la mayor parte de este.

Con el objetivo de mantener en servicio parte de los consumos que se pierden ante esta contingencia, se propone como solución que cuando se produzca la señal de apertura del reconector *Santa Lucía Río Azul*, este envíe una señal de apertura al reconector *La Junta*. De esta forma, aunque se pierda el suministro eléctrico en las zonas de La Junta, Lago Verde y Puyuhuapi, La central Chaitén logra mantenerse estable abasteciendo los consumos de la zona de Chaitén y de Santa Lucía.

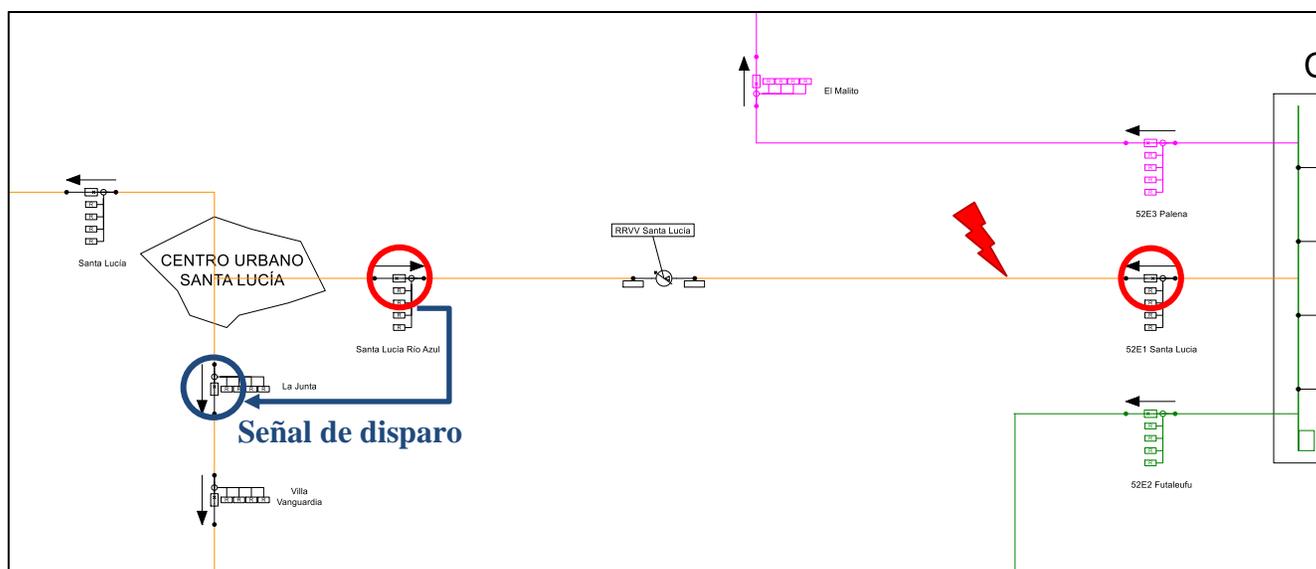


Figura 7-1: Diagrama de contingencia 1 | SM Palena.

En la figura a continuación se muestra una comparación de la evolución del subsistema generado (isla Chaitén) cuando se considera la señal de disparo al reconector *La Junta* y cuando no se considera dicha señal de disparo. En esta figura se observa que, al considerar la apertura de dicho reconector, la central Chaitén es capaz de mantener la frecuencia del subsistema estable en un valor cercano a los 50Hz, mientras que cuando no se considera, se produce el colapso del subsistema por subfrecuencia.

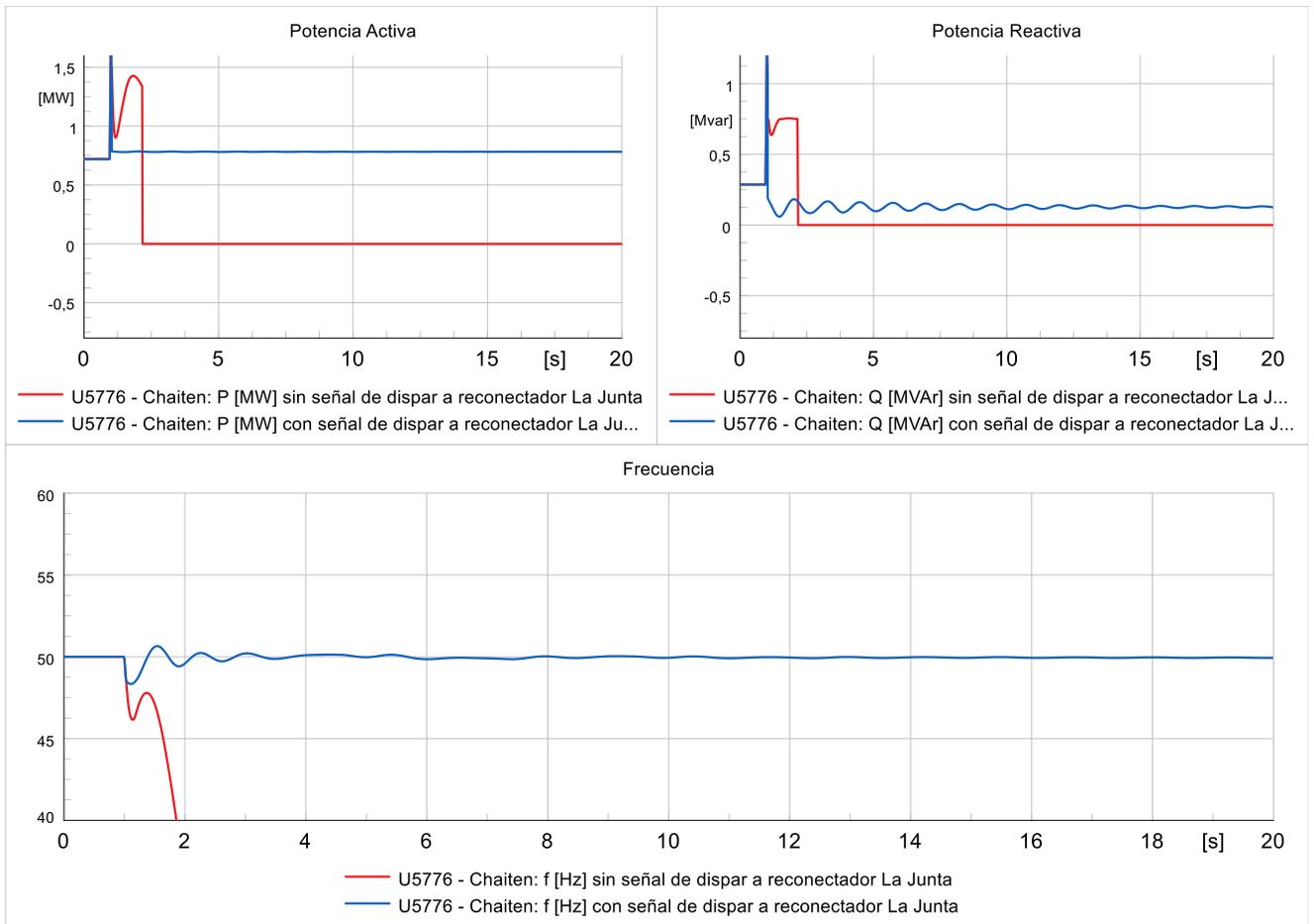


Figura 7-2: Comparación contingencia 1 con y sin señal de disparo a reconector La Junta.

7.2. Modificaciones operacionales

Como primer acercamiento a los problemas de estabilidad que se producen por la actuación de la protección de reactivo inverso, se analiza el desempeño del sistema realizando modificaciones a nivel operativo, es decir, de despacho de las centrales.

Para esto, se modifican los escenarios confeccionados anteriormente (apartado 0), manteniendo los niveles de generación, pero despachando la unidad de mayor capacidad de cada central. De este modo se tiene mayor margen de reserva, tanto de potencia activa como de potencia reactiva. Por otro lado, para aumentar los márgenes de absorción de potencia reactiva, se aumenta el valor de tensión en bornes de las centrales Chaitén y Palena (centrales con desconexión por reactivo inverso) y se reduce la tensión de las unidades hidráulicas.

Esto significa que las máquinas térmicas operan sobreexcitadas, lo que aumenta la holgura hasta el punto de actuación de la protección de reactivo inverso, mientras que la central hidráulica Río Azul opera subexcitada, reduciendo los niveles de tensión en el sistema Palena.

De esta manera se obtiene que la central Palena evita ser desconectada por la protección de reactivo inverso, mientras que la central Chaitén mantiene su desconexión. Esto se debe a que, en los casos en que la central Palena se desconecta por la protección de reactivo inverso, las unidades se encuentran relativamente cerca del umbral de dicha protección, mientras que, en las condiciones más críticas, la central Chaitén se encuentra muy alejada de su ajuste de reactivo inverso. Por este motivo, para evitar la desconexión de la central Chaitén sería necesario operar las unidades en régimen permanente por encima incluso del límite de tensión en estado de emergencia (1,10pu/0,440kV).

En la figura Figura 7-13 se observa el comportamiento de las unidades sincrónicas ante la desconexión de los consumos en la zona urbana Palena para el escenario E08-G03-DA, donde se observa que aproximadamente en el segundo 17 se produce la desconexión de la unidad 5522 de la central Palena.

En este escenario la tensión en bornes de las unidades de la central hidráulica Río Azul es de 1,00pu (0,400kV) mientras que la central Palena presenta una tensión de 1,04pu (0,416kV) en bornes de la unidad 5522 y de 1,03pu (0,412kV) en la unidad 5745.

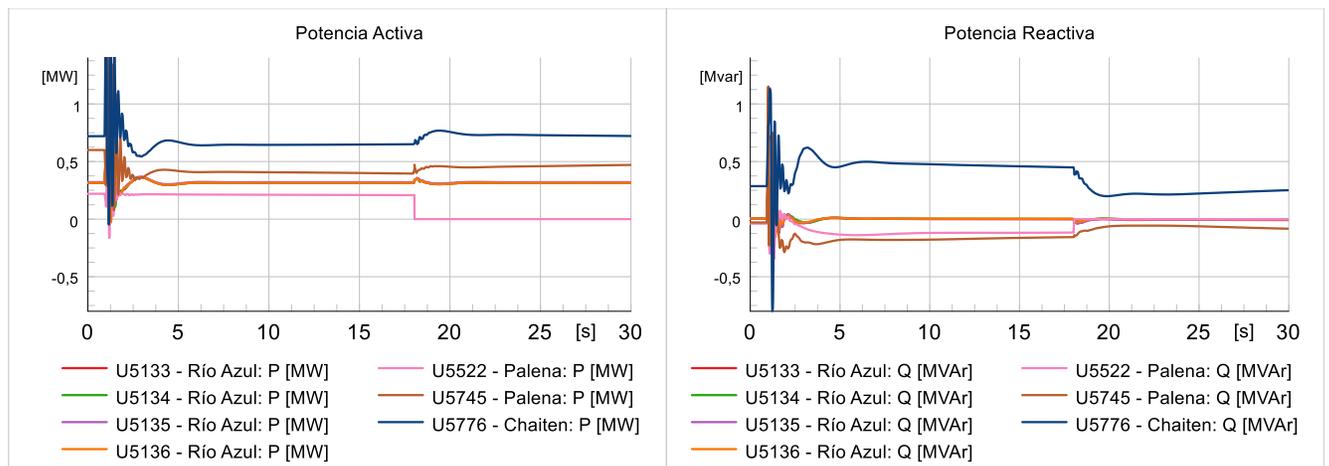


Figura 7-3: Contingencia 7 | Escenario base E08-G03-DA.

Por otro lado, se encuentra que, al modificar los ajustes de tensiones en bornes de las unidades, operando la central hidráulica Río Azul en 0,97pu (0,388kV), la unidad 5522 de la central Palena en 1,05pu (0,420kV) y la unidad 5745 de la central Palena en 1,04pu (0,416kV), se evita la desconexión de las unidades de la central Palena. Esto puede observarse en la Figura 7-4.

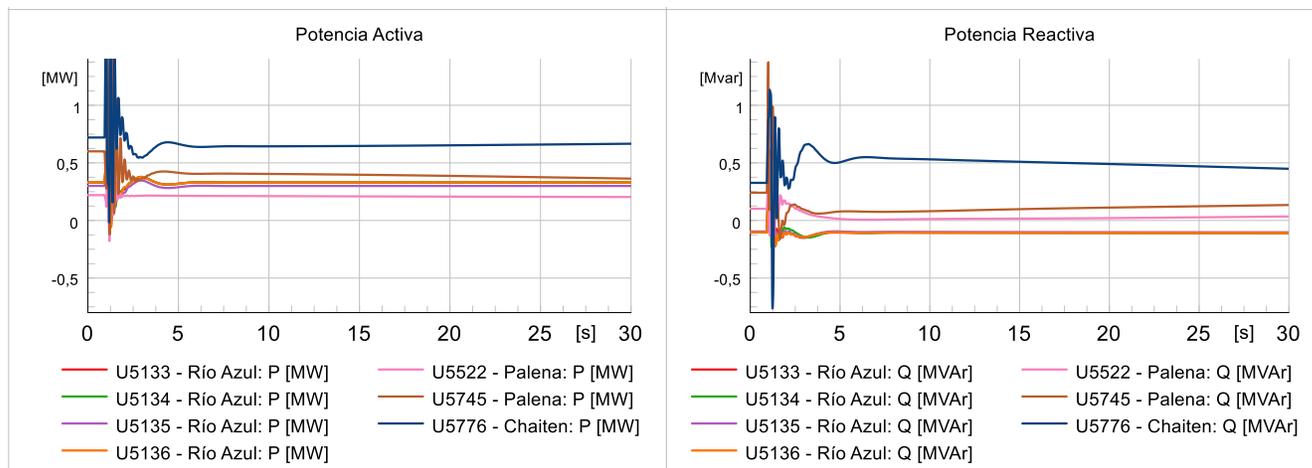


Figura 7-4: Contingencia 7 | Escenario modificado E08-G03-DA.

De esta manera se recomienda operar con las unidades de mayor capacidad de las centrales que se encuentren en servicio. Mantener una tensión sobre el nominal en las centrales térmicas y una tensión bajo el nominal en la central hidráulica Río Azul.

Más específicamente se recomienda que la central Río Azul opere en todo momento con una tensión de 0,97pu (0,388kV) en bornes, que la central Palena y Chaitén operen en condiciones de demanda baja y media por sobre los 1,02pu (0,408kV) y en condiciones de demanda alta (aproximadamente entre las 17:00 y 22:00 hrs) que la central Palena opere por sobre los 1,04pu (0,416kV).

Se destaca que en algunos casos la central alcanza un nivel de absorción de potencia reactiva cercanos a los 1.200kVAr (300kVAr por unidad), lo que significa que las unidades se encuentren con un nivel de absorción de reactivos cercanos al 70% de su capacidad nominal. Esta condición es no es ideal para la operación permanente de las unidades, por lo que se recomienda la incorporación de un banco de reactores cercano a ese monto en la central Río Azul, de esta manera se evita que las unidades se encuentren constantemente subexcitadas. Por otro lado, en otras condiciones la central Río Azul no se encuentra con dicho nivel de absorción de reactivo, por lo que, de incluirse un banco de reactores en la central, se recomienda que este posea varias etapas.

Por último, se recomienda la revisión de los ajustes de las protecciones de reactivo inverso presentes en las unidades térmicas, ya que la desconexión de estas es muy sensible al umbral y tiempo de desconexión que presenten dichas protecciones. En cualquier caso, es recomendable aumentar el valor del ajuste de estas protecciones, mientras esto no signifique un daño a la unidad.

A modo de resumen, en la Tabla 7-1 se observa los casos de mejora al contemplar los cambios operacionales planteados. Se observa una mejora sustancial con respecto al caso base.

Escenario	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09	C10	C11	C12
E01-G01-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	E	-	-
E02-G02-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	M	E	-
E03-G03-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	E	-	E
E04-G01-DM	SM	E	E	E	E	E	E	E	E	SM	-	-
E05-G02-DM	SM	E	E	E	E	E	M	E	E	SM	E	-
E06-G03-DM	SM	E	M	E	E	E	M	E	E	E	-	E
E07-G02-DA	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	SM	SM	-
E08-G03-DA	SM	E	M	E	E	E	M	E	M	SM	-	SM

SM: Sin Mejora

E: Ya estable

M: Mejora

Tabla 7-1: Resumen de resultados | Modificaciones operacionales.

7.3. Esquema Automático de Desconexión de Carga (EDAC)

7.3.1. EDAC Distribuido

Como se observa en el apartado 6, una problemática encontrada es el colapso del sistema por subfrecuencia. Por este motivo, se analiza la incorporación de un Esquema Automático de Desconexión de Carga (EDAC) el cual mida los valores de frecuencia y desprenda consumos de encontrarse bajos valores.

Para este análisis se considera la incorporación de tres esquemas distribuidos. Uno midiendo frecuencia y desconectando consumos en la localidad de Chaitén, un segundo esquema midiendo y desconectando consumos en la localidad de Futaleufú y un último esquema midiendo frecuencia y desconectando consumos en la localidad de Palena (ver Figura 7-5). De esta forma, los niveles de consumos desprendidos no se concentran en un único lugar y los esquemas pueden actuar incluso en casos de generarse islas.

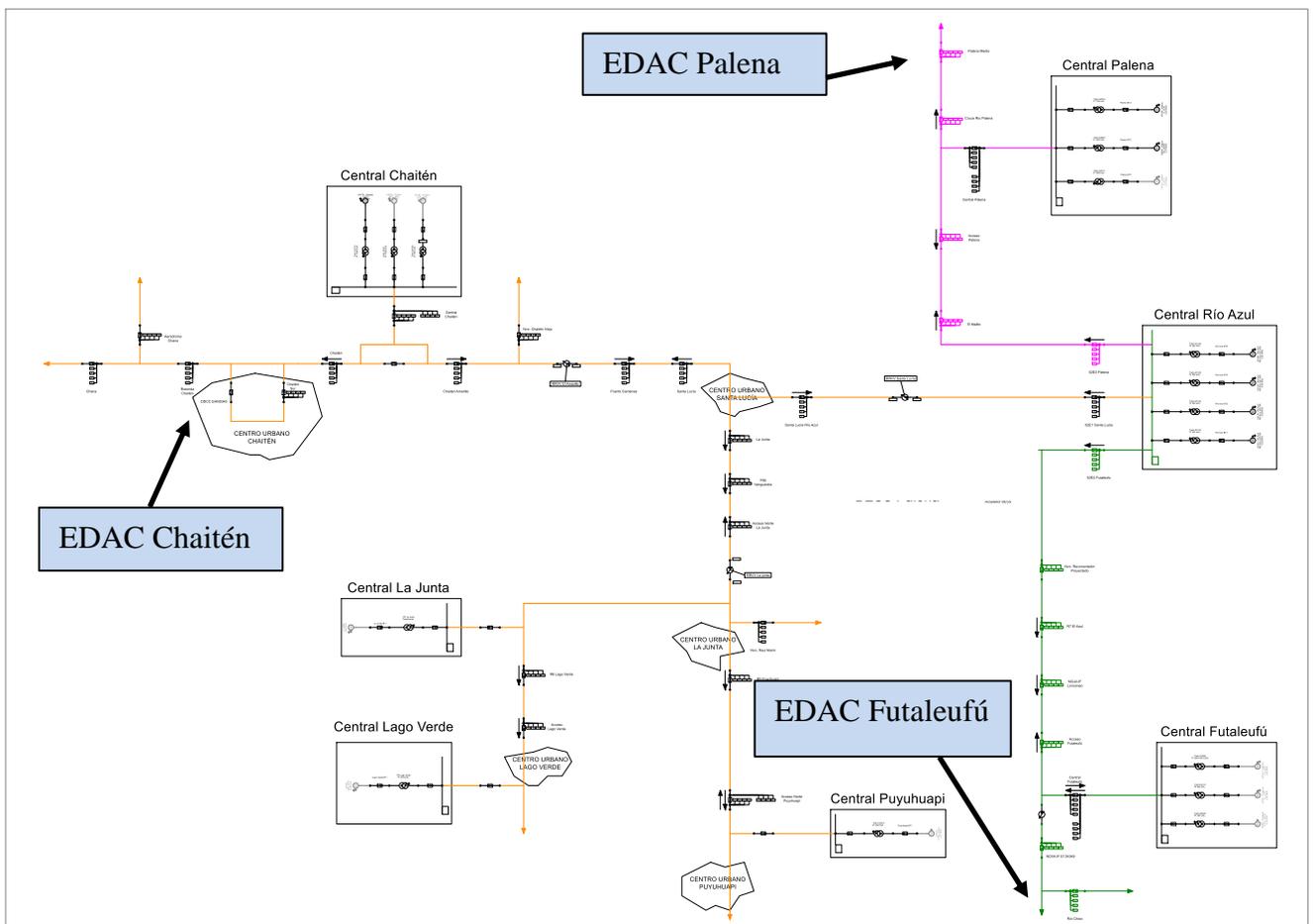


Figura 7-5: Ubicación EDAC Distribuido.

Dado que los consumos del sistema Palena son en su mayoría consumos residenciales, los que varían a lo largo del día, las cargas desprendidas por un EDAC no son constantes y dependen del momento del día (condición de demanda). Por otro lado, es ventajoso que el EDAC posea más de un escalón de desprendimiento de carga, es decir que dependiendo de la frecuencia que se alcance se desprenda más o menos consumos, de esta forma no se desprenden más consumos de los necesarios.

Para el análisis de esta propuesta de solución se consideran los siguientes consumos a desprender en cada zona con dos escalones de desprendimiento de carga, un primer escalón activado al alcanzar los 47,5Hz y un segundo escalón producido al alcanzar los 45Hz, además de considerarse un retardo de 250ms para la actuación de cada escalón.

Automatismo	Escalones	Delay [ms]	Carga desprendida [kW]		
			Demanda Baja	Demanda Media	Demanda Alta
EDAC Chaitén	1° Escalón (47,5Hz)	250	108,1	148,8	246,6
	2° Escalón (45Hz)	250	157,1	216,3	358,5
	Total	-	265,2	365,2	605,1
EDAC Futaleufú	1° Escalón (47,5Hz)	250	59,8	82,3	136,4
	2° Escalón (45Hz)	250	48,2	66,3	109,9
	Total	-	107,9	148,6	246,2
EDAC Palena	1° Escalón (47,5Hz)	250	53,7	74	122,6
	2° Escalón (45Hz)	250	60,3	83,1	137,7
	Total	-	114,1	157,1	260,3
EDAC Completo	1° Escalón (47,5Hz)	250	221,6	305,1	505,6
	2° Escalón (45Hz)	250	265,7	365,7	606
	Total	-	487,3	670,8	1111,6

Tabla 7-2: Valores de desprendimiento de carga por EDAC Distribuido.

Se observa que la inclusión de este automatismo deriva en que todas las contingencias de desprendimiento de generación (contingencias 10, 11, 12) sean estables, alcanzando un nuevo punto de operación.

En particular se destaca la contingencia 10 (desconexión de unidad de central Chaitén), ya que en la mayoría de los casos esta contingencia deriva en el colapso del sistema completo, mientras que al incluir el presente EDAC por subfrecuencia, se evita el colapso del sistema en la mayoría de los casos.

Esto se comprueba en las siguientes imágenes, donde se muestra la desconexión de la unidad 5776 de la central Chaitén en el escenario E08-G03-DA (Demanda alta y centrales Chaitén y Palena en servicio) sin considerar el EDAC Distribuido propuesto (Figura 7-6) y considerando el EDAC Distribuido propuesto (Figura 7-7). Mientras que sin el EDAC se observa un rápido colapso del sistema por subfrecuencia, el incluir un EDAC muestra un correcto desempeño dinámico del sistema completo.

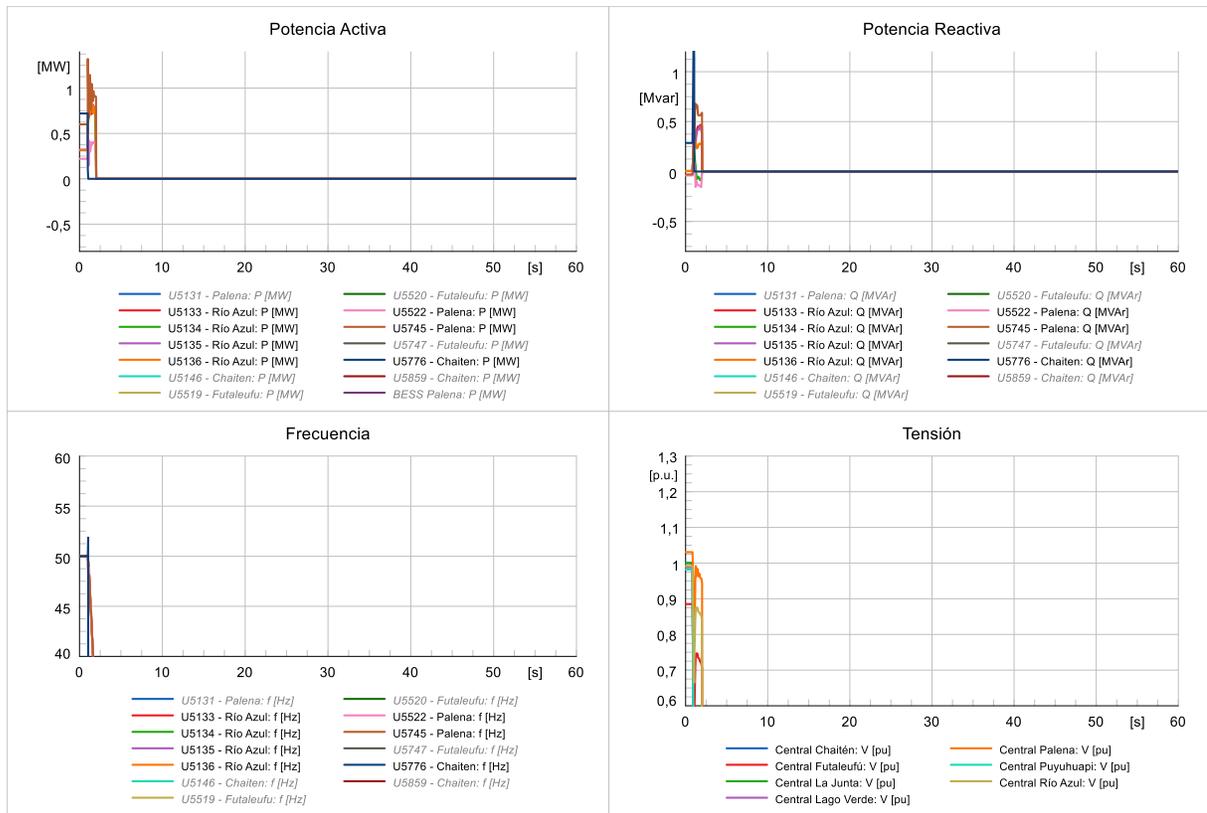


Figura 7-6: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 10 sin EDAC | E08-G03-DA.

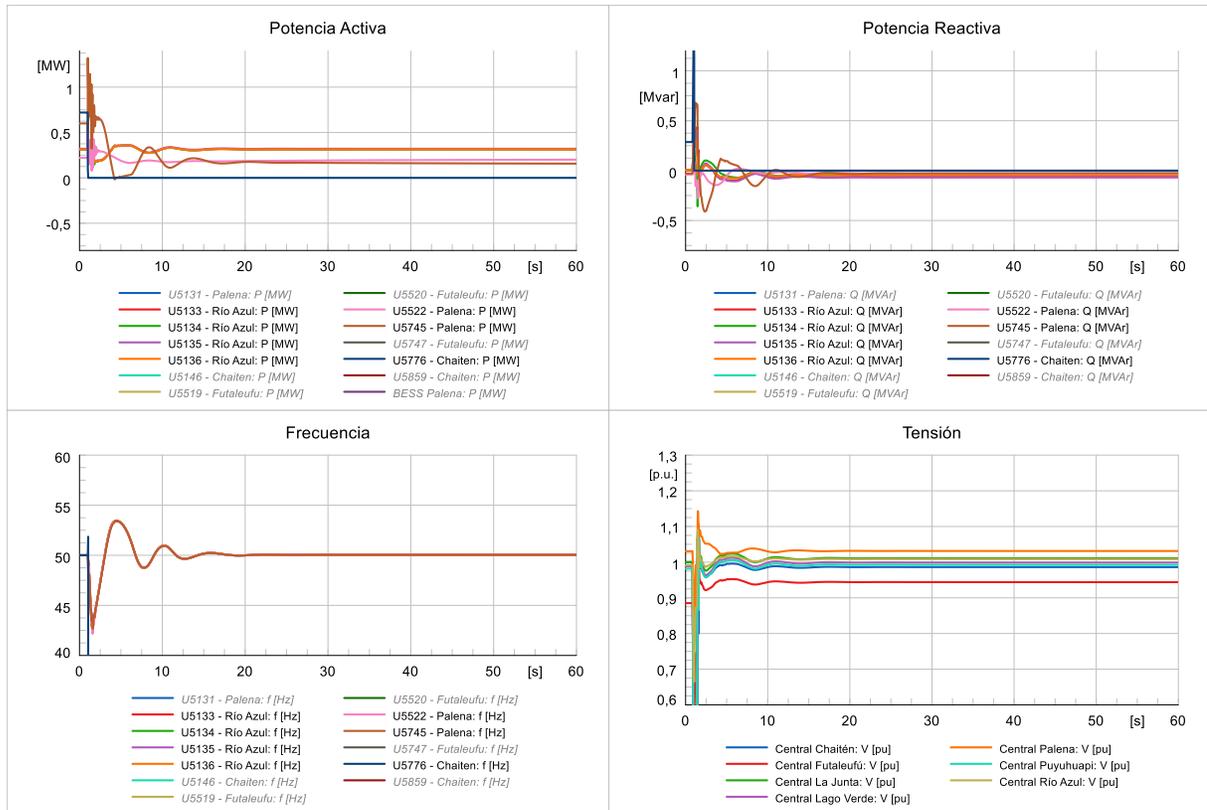


Figura 7-7: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 10 con EDAC Distribuido | E08-G03-DA.

En la Tabla 7-3 se observa una tabla resumen con las mejoras observadas al incluir el EDAC Distribuido propuesto.

Escenario	C01	C02	C03	C10	C11	C12
E01-G01-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-	-
E02-G02-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-
E03-G03-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-	Ya estable
E04-G01-DM	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Sin Mejora	-	-
E05-G02-DM	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Mejora	Ya estable	-
E06-G03-DM	Sin Mejora	Ya estable	Mejora	Mejora	-	Ya estable
E07-G02-DA	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Mejora	Mejora	-
E08-G03-DA	Sin Mejora	Ya estable	Mejora	Mejora	-	Mejora

Tabla 7-3: Resumen de resultados | EDAC Distribuido.

Se destaca que no se observan mejoras para la contingencia 1 (falla al comienzo del alimentador 52E1 Santa Lucía) por dos motivos. Por un lado, los montos desprendidos en la zona de Chaitén no son suficientes para que la central Chaitén se haga cargo de todos los consumos, pero, además, se debe a que la red de media tensión al sur del reconectador *La Junta* inyecta reactivos hacia la central Chaitén, por lo que esta se desconecta por su protección de reactivo inverso.

7.3.2. EDAC Concentrado

En contraste al apartado 7.3.1, donde se analiza un esquema automático de desconexión de carga (EDAC) distribuido, en el presente apartado se analiza un EDAC Concentrado, es decir, que evalúa la frecuencia en un único punto y opere en uno de los reconectores en el sistema de media tensión.

De esta forma se propone un EDAC el cual actúe sobre el reconectador *La Junta*, con un umbral de actuación de 47,5Hz y un retardo de 250ms. Debido a que opera únicamente sobre un reconectador, el presente EDAC solo posee un escalón.

Por otro lado, se destaca que la apertura del reconectador *La Junta* deriva en la desconexión de 250kW en los escenarios de demanda baja, 345kW en demanda media y 570kW en escenarios de máxima demanda, además de la desconexión de aproximadamente 230km de línea de la red de media tensión.

En la Figura 7-8 se observa de manera gráfica la ubicación del EDAC Concentrado propuesto.

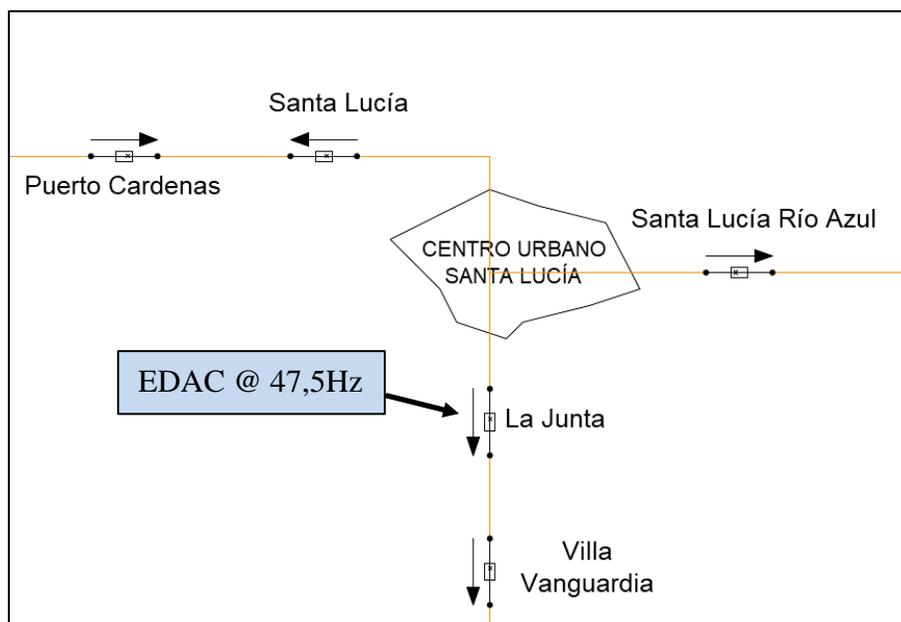


Figura 7-8: Ubicación de EDAC Concentrado.

De los resultados obtenidos, se observa que la incorporación del presente EDAC Concentrado deriva en una mejora en la mayoría de los casos relacionados al desprendimiento de generación.

En particular se destaca la contingencia 10 (desconexión de unidad de central Chaitén), ya que en la mayoría de los casos esta contingencia deriva en el colapso del sistema completo, mientras que al incluir el presente EDAC por subfrecuencia, se evita el colapso del sistema en la mayoría de los casos.

Esto se comprueba en las siguientes imágenes, donde se muestra la desconexión de la unidad 5776 de la central Chaitén en el escenario E08-G03-DA (Demanda alta y centrales Chaitén y Palena en servicio) sin considerar el EDAC Concentrado propuesto (Figura 7-9) y considerando el EDAC concentrado propuesto (Figura 7-9). Mientras que sin el EDAC se observa un rápido colapso del sistema por subfrecuencia, el incluir un EDAC muestra que, a pesar de un gran descenso en la frecuencia del sistema, el sistema alcanza un nuevo punto de operación estable.

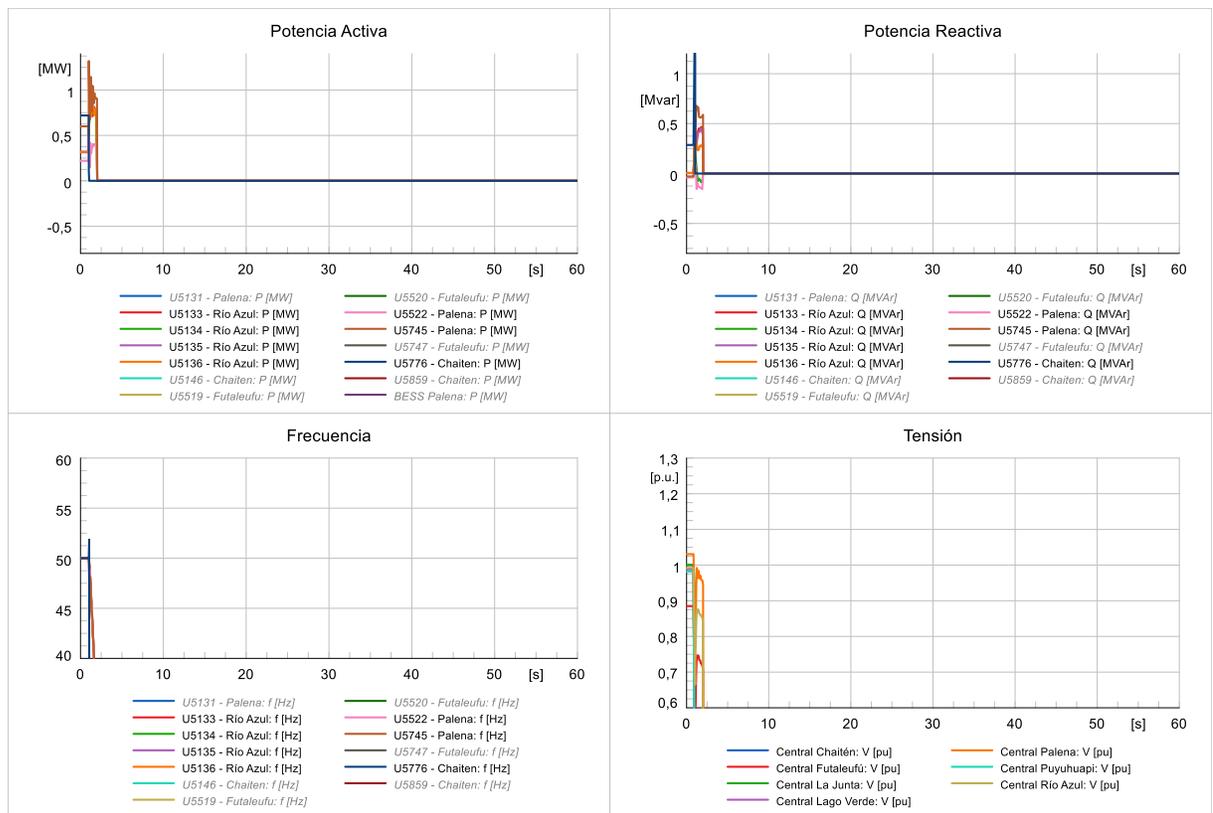


Figura 7-9: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 10 sin EDAC | E08-G03-DA.

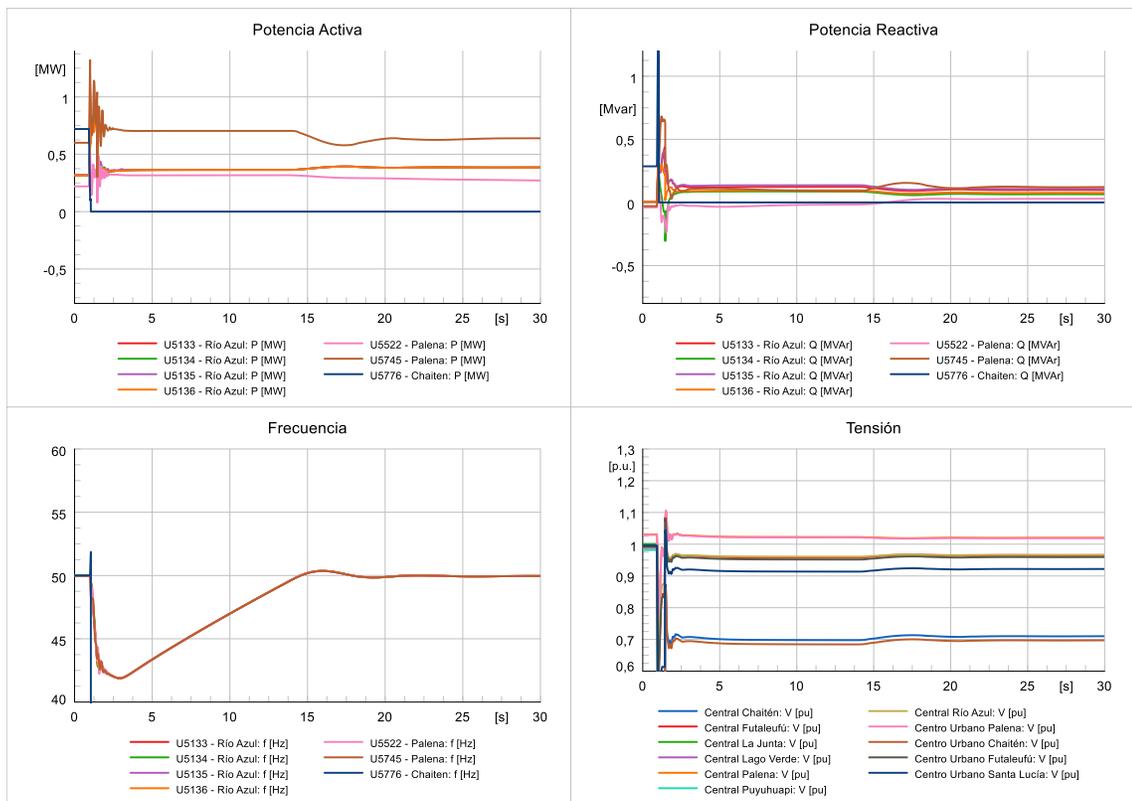


Figura 7-10: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 10 con EDAC Concentrado | E08-G03-DA.

Sin embargo, de la Figura 7-9 se observa que, debido a la pérdida de la central Chaitén, principal apoyo de tensión en una zona de grandes consumos, las tensiones en dicha zona caen a valores inadmisibles (cercanos a 0,7pu). No obstante, es importante considerar que se tiene los reguladores de tensión Santa Lucía y El Amarillo. En la Figura 7-11 se observa la evolución dinámica del sistema cuando se considera la actuación de dichos reguladores de tensión, 30s posterior al despeje de la falla, donde se observa que dichos equipos logran restablecer las tensiones a valores admisibles.

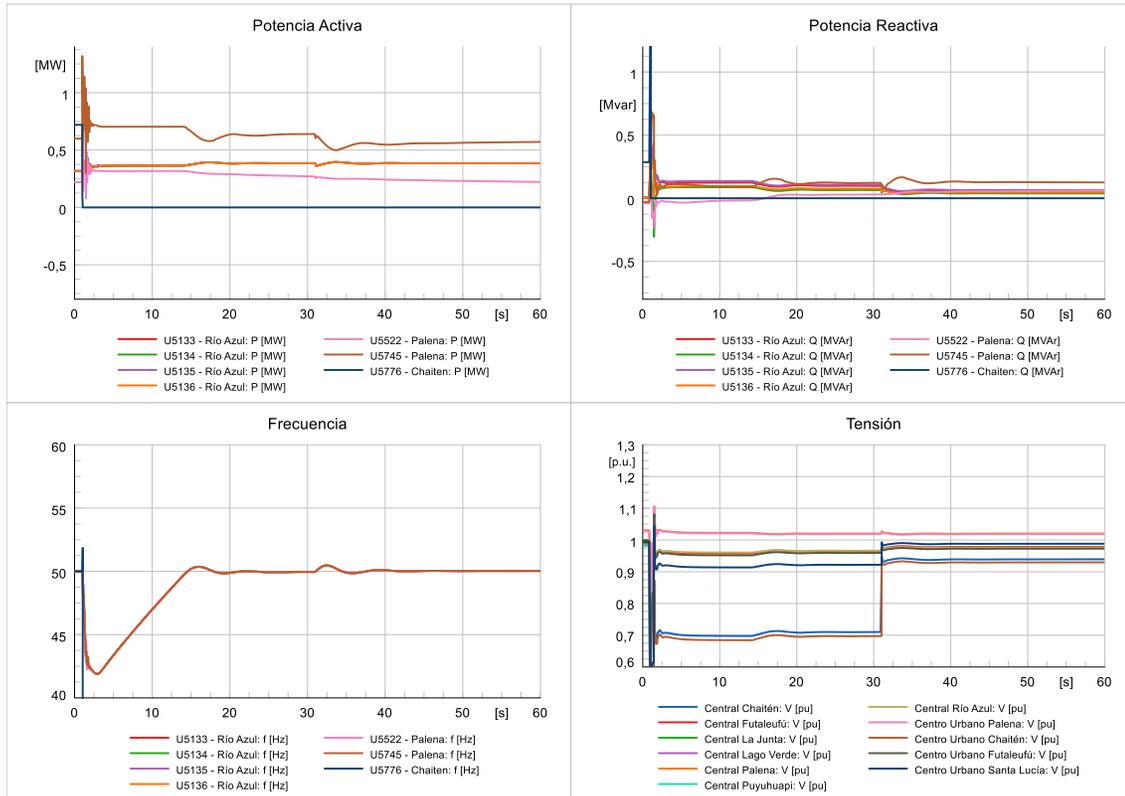


Figura 7-11: Evolución dinámica del sistema | Contingencia 10 con EDAC Concentrado | E08-G03-DA.

En la Tabla 7-4 se observa una tabla resumen con las mejoras observadas al incluir el EDAC Concentrado propuesto.

Escenario	C01	C02	C03	C10	C11	C12
E01-G01-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-	.
E02-G02-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-
E03-G03-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-	Ya estable
E04-G01-DM	Mejora	Ya estable	Ya estable	Mejora	-	-
E05-G02-DM	Mejora	Ya estable	Ya estable	Mejora	Ya estable	-
E06-G03-DM	Mejora	Ya estable	Sin Mejora	Mejora	-	Ya estable
E07-G02-DA	Mejora	Ya estable	Ya estable	Mejora	Mejora	-
E08-G03-DA	Mejora	Ya estable	Sin Mejora	Mejora	-	Sin Mejora

Tabla 7-4: Resumen de resultados | EDAC Concentrado.

7.4. Equipo de compensación reactiva

7.4.1. Banco de reactores en central Chaitén

Como se observa en el apartado 0, el despachar las unidades más grandes de cada central y aumentar la tensión en bornes de las centrales térmicas logra evitar que la central Palena salga de servicio por la actuación de reactivo inverso. Sin embargo, no logra evitar que la central Chaitén se desconecte por la misma protección. Especialmente en los escenarios de demanda alta, donde la pérdida de los consumos de la zona urbana Chaitén producen un gran aumento en la tensión en la central Chaitén.

Con el fin de aumentar el margen de holgura de absorción de reactivos en la central Chaitén y de mejorar los niveles de voltaje en la zona de Chaitén ante eventos que causen subidas de tensión, se analiza la incorporación de un banco de reactores conectado directamente en la central Chaitén. El monto considerado para el banco de compensación reactiva es de 900kVAr, el cual corresponde al monto mínimo necesario para que no se produzca la actuación de la protección de reactivo inverso en la unidad 5776 ante la desconexión de los consumos en la zona urbana Chaitén, en los escenarios de demanda alta.

En primera instancia se analiza que el banco se encuentre permanentemente conectado en régimen permanente. Esto provoca que los niveles de potencia reactiva que entregan las unidades de la central Chaitén aumenten en régimen permanente, pero evita que incluya un equipo de control que conecte este banco ante contingencias.

Sin embargo, de este análisis se encuentra que operar en régimen permanente con un banco de compensación reactiva de dicho tamaño produce problemas ante otras contingencias, particularmente cuando la central Chaitén se encuentra con un alto nivel de inyección de potencia reactiva pre-falla y la contingencia produce una baja en la tensión, ya que la central Chaitén aumenta aún más su inyección de reactivos, lo que puede derivar en la operación de la protección de sobrecorriente de la unidad en servicio.

Esto puede verse en la siguiente figura, donde se muestra el comportamiento dinámico del sistema ante la contingencia C02a (Falla en comienzo de alimentador 52E2 Futaleufú) en el escenario E06-G03-DM (Demanda media y centrales térmicas Chaitén y Palena en servicio) con y sin la incorporación del banco de reactores de 900kVAr en la central Chaitén.

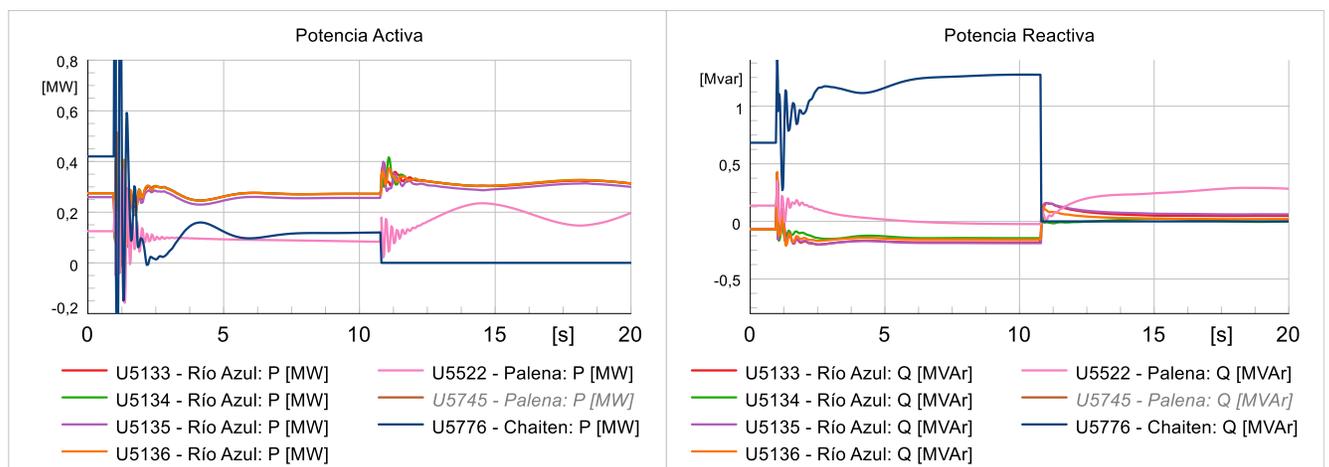


Figura 7-12: Falla en comienzo de alimentador 52E2 Futaleufú | E06-G03-DM | Con reactor de 900kVAr permanente.

Dado que la operación permanente de un banco de compensación reactiva significa nuevos problemas para el sistema, se estudia incorporar un control el cual conecte el banco de compensación reactiva ante contingencias que signifiquen la actuación de la protección de reactivo inverso en la central Chaitén. Para esto se diseña un control el cual mida la potencia reactiva entregada por las unidades de la central y conecte el banco de reactores cuando la potencia reactiva se encuentre por debajo de un umbral por un cierto periodo de tiempo.

Para este análisis se toma como umbral de actuación un valor de 5% de absorción de potencia reactiva y periodo de medición de 5 segundos, es decir, el banco de reactores se conecta cuando la potencia reactiva de alguno de las unidades de la central Chaitén se encuentre por debajo de los $-0,05pu$ por un periodo superior a 5 segundos.

De los análisis realizados se observa que, de esta forma se logra evitar la actuación no deseada de la protección de reactivo inverso en la central Chaitén. Esto puede observarse en las siguientes figuras, donde se muestra la evolución dinámica del sistema una falla en la zona urbana Chaitén (Contingencia 9) para el escenario E08-G03-DA (Demanda alta y centrales Chaitén y Palena en servicio) en condiciones base y cuando se considera la incorporación de un banco de reactores con control de conexión.

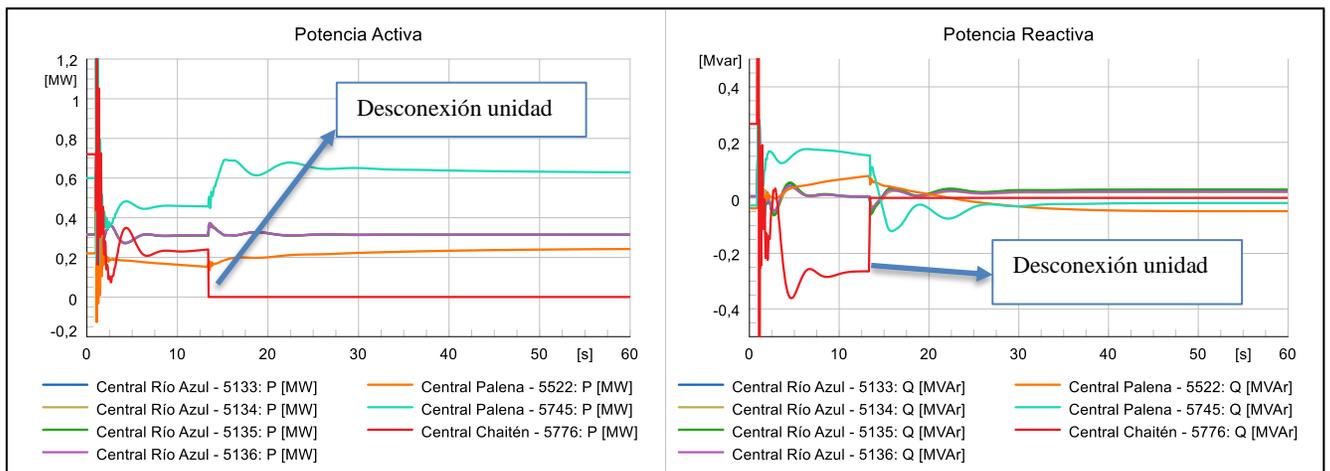


Figura 7-13: Falla en centro urbano Chaitén | E08-G03-DA | Sin compensación reactiva.

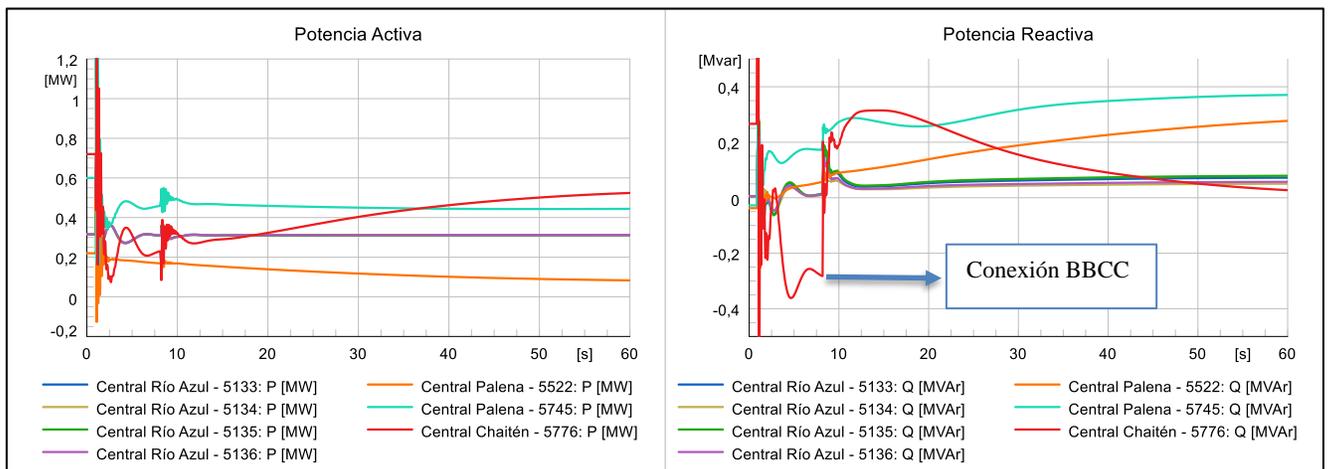


Figura 7-14: Falla en centro urbano Chaitén | E08-G03-DA | Con compensación reactiva.

Se destaca que el monto calculado para el banco de reactores es significativamente grande en relación a las unidades térmicas de la central Chaitén, en especial a la unidad 5146, la cual presenta una capacidad de 450kVA. Por este motivo, es importante que el banco de reactores presente al menos dos escalones de conexión, de esta forma se evita que el conectar el banco de reactores pueda derivar problemas de subtensión.

A modo de resumen, en la Tabla 7-5 se observa los casos de mejora al incorporar el reactor en la central Chaitén, donde se observa que las mejoras se presentan principalmente ante la desconexión de los consumos de la zona urbana Chaitén.

Escenario	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09	C10	C11	C12
E01-G01-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	E	-	-
E02-G02-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	SM	E	-
E03-G03-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	E	-	E
E04-G01-DM	SM	E	E	E	E	E	E	E	E	SM	-	-
E05-G02-DM	SM	E	E	E	E	E	SM	E	E	SM	E	-
E06-G03-DM	SM	E	M	E	E	E	SM	E	E	E	-	E
E07-G02-DA	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	SM	M	-
E08-G03-DA	SM	E	M	E	E	E	SM	E	M	SM	-	SM

SM: Sin Mejora

E: Ya estable

M: Mejora

Tabla 7-5: Resumen de resultados | Reactor Chaitén.

7.5. Resumen de propuestas de soluciones

Las propuestas anteriores se pueden clasificar en cuatro categorías, las cuales se presentan a continuación:

- ✓ Modificaciones de reconectores
- ✓ Modificaciones de criterios de operación
- ✓ inclusión de automatismo por subfrecuencia
- ✓ Incorporación de compensación reactiva

A continuación, se enseña un cuadro resumen del desempeño dinámico del sistema Palena obtenido al considerar las propuestas de soluciones enseñadas anteriormente.

Contingencia	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09	C10	C11	C12	C13
E01-G01-DB	✓ ¹	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ^{2 0 3}	✓	-	-	-
E02-G02-DB	✓ ¹	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ^{2 0 3}	✓	✓	-	-
E03-G03-DB	✓ ¹	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ^{2 0 3}	✓	-	✓	-
E04-G01-DM	✓ ^{1 0 4}	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ⁴	-	-	-
E05-G02-DM	✓ ^{1 0 4}	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ²	✓	✓	✓ ^{4 0 5}	✓	-	-
E06-G03-DM	✓ ^{1 0 4}	✓	✓ ^{2 0 3 0 5}	✓	✓	✓	✓ ²	✓	✓	✓ ^{4 0 5}	-	✓	-
E07-G02-DA	✓ ^{1 0 4}	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ^{2 0 3}	✓ ^{4 0 5}	✓ ^{3 0 4 0 5}	-	-
E08-G03-DA	✓ ^{1 0 4}	✓	✓ ^{2 0 3 0 5}	✓	✓	✓	✓ ²	✓	✓ ^{2 0 3}	✓ ^{4 0 5}	-	✓ ⁵	-

- ✓ Sistema estable
- ✓¹ Sistema estable por medio de señal de disparo
- ✓² Sistema estable por modificación de operación
- ✓³ Sistema estable por reactor en Chaitén
- ✓⁴ Sistema estable por EDAC Concentrado
- ✓⁵ Sistema estable por EDAC Distribuido
- ✗ Colapso de sistema

Tabla 7-6: Resumen de soluciones.

De la Tabla 7-6 se observa que con las presentes soluciones se logra evitar el colapso del sistema para todas las contingencias analizadas, en algunos casos considerando desprendimiento de algunos consumos, pero manteniendo el sistema estable y evitando la desconexión inesperable de unidades sincrónicas.

8 CONCLUSIONES

El presente documento corresponde al estudio de estabilidad del SM Palena, el cual tiene como objetivo mostrar el diagnóstico de estabilidad del sistema, indicando los problemas de estabilidad más comunes y causas de pérdida parcial o completa del sistema. Adicionalmente, para las situaciones problemáticas más recurrentes se buscan soluciones que logre evitar el colapso del sistema.

Para el diagnóstico y evaluación dinámica del SM Palena se confecciona un total de 8 escenarios y 2 escenarios adicionales considerando el proyecto BESS Palena (proyectado). Estos escenarios se elaboran a partir de los registros de operación del sistema Palena del año 2021 y principios de 2022, caracterizando 3 condiciones de demanda (demanda baja, media y alta) y distintas condiciones de despacho de centrales para cada demanda.

En la siguiente tabla se enseña un resumen de los escenarios base confeccionados y las principales características de estos:

Identificador	Generación Térmica	Demanda
E01-G01-DB	Chaitén	Baja
E02-G02-DB	Chaitén y Futaleufú	Baja
E03-G03-DB	Chaitén y Palena	Baja
E04-G01-DM	Chaitén	Media
E05-G02-DM	Chaitén y Futaleufú	Media
E06-G03-DM	Chaitén y Palena	Media
E07-G02-DA	Chaitén y Futaleufú	Alta
E08-G03-DA	Chaitén y Palena	Alta

Tabla 8-1: Resumen de escenarios base confeccionados.

Por otro lado, se estudia un total de 12 contingencias, las cuales tratan de englobar, de manera general, la totalidad de eventos que puedan ocurrir en el sistema Palena. Estas contingencias se pueden clasificar en 3 tipos:

- **Cortocircuitos que deriven en operación en isla:**
 - Contingencia 1: Cortocircuito en Alimentador 52E1 Santa Lucía.
 - Contingencia 2: Cortocircuito en Alimentador 52E2 Futaleufú.
 - Contingencia 3: Cortocircuito en Alimentador 52E3 Palena.
 - Contingencia 4: Cortocircuito en Centro Urbano Santa Lucía.
- **Cortocircuitos que deriven en desconexión de consumos:**
 - Contingencia 5: Cortocircuito en Centro Urbano La Junta.
 - Contingencia 6: Cortocircuito en Centro Urbano Puyuhuapi.
 - Contingencia 7: Cortocircuito en Centro Urbano Palena.
 - Contingencia 8: Cortocircuito en Centro Urbano Futaleufú.
 - Contingencia 9: Cortocircuito en Centro Urbano Chaitén.
- **Cortocircuitos que deriven en desconexión de generación:**
 - Contingencia 10: Pérdida intempestiva de unidad de la Central Térmica Chaitén.
 - Contingencia 11: Pérdida intempestiva de unidad de la Central Térmica Futaleufú.
 - Contingencia 12: Pérdida intempestiva de unidad de la Central Térmica Palena.

A continuación se presenta el diagnóstico de estabilidad encontrado para el actual sistema Palena.

- **Problemas por operación de protección de reactivo inverso:** Las unidades térmicas del sistema mediano Palena presentan una función de reactivo inverso entre sus protecciones. El ajuste de esta protección depende de la unidad, pero en general presenta un ajuste de activación cercano al 10% con un tiempo de activación de 10s.

Se detecta que para varias contingencias se produce la desconexión de unidades sincrónicas por la activación de esta protección. Esto se debe a que algunas contingencias significan un aumento en la tensión del sistema, por lo que, para controlar tensión, las unidades absorben reactivos, desconectándose en algunas condiciones.

- Se detecta que las centrales que presentan desconexión por reactivo inverso corresponden a las centrales Chaitén y Palena, ocurriendo con mayor frecuencia en la central Chaitén.
 - También se detecta que, en general, las condiciones de demanda alta corresponden a las situaciones más críticas.
 - Las contingencias que producen más habitualmente la operación de la protección de reactivo inverso corresponden a la desconexión de consumos, especialmente si esos consumos se encuentran cercanos a una de las centrales antes mencionadas.
- **Colapso por subfrecuencia:** El sistema Palena al ser un sistema mediano que opera habitualmente con pocas unidades, presenta baja inercia poca reserva en giro. Las principales centrales que se encuentran en servicio corresponden a la central hidráulica Río Azul y la central térmica Chaitén, despachando en ocasiones las centrales Futaleufú o la central Palena.

Se detecta que para varias contingencias se produce la desconexión de unidades sincrónicas por la activación de esta protección. Esto se debe a que algunas contingencias significan un aumento en la tensión del sistema, por lo que, para controlar tensión, las unidades absorben reactivos, desconectándose en algunas condiciones.

- Se detecta que en condiciones de demanda alta el sistema es más propenso a presentar un colapso por subfrecuencia. Esto se debe a que las unidades se encuentran con mayor nivel de carga lo que deriva en menos reserva en giro y mayor desbalance de potencia activa ante la pérdida de una unidad sincrónica.
- Por otro lado, se observa que la central Chaitén es la central más crítica en términos de estabilidad de frecuencia. Esto quiere decir que la pérdida de esta central es una situación crítica para el sistema, perdiendo estabilidad y colapsando en muchos de los casos que se presenta la pérdida de esta central.

A continuación se muestra un resumen de los resultados del diagnóstico de estabilidad obtenidos para el análisis de contingencias en cada escenario de estudio.

Contingencia	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09	C10	C11	C12	C13
E01-G01-DB	!	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	-	-	-
E02-G02-DB	!	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	✓	-	-
E03-G03-DB	!	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	-	✓	-
E04-G01-DM	!	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	-	-	-
E05-G02-DM	!	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	✓	✗	✓	-	-
E06-G03-DM	!	✓	✓	✓	✓	✓	!	✓	✓	✓	-	✓	-
E07-G02-DA	!	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	!	✗	✗	-	-
E08-G03-DA	!	✓	!	✓	✓	✓	!	✓	!	✗	-	✗	-

- ✓ Sistema estable
- ! Pérdida parcial o desconexión de unidad sincrónica
- ✗ Sistema inestable (Colapso de sistema completo)

Tabla 8-2: Resumen de diagnóstico.

Con respecto a las problemáticas mencionadas, se encuentran las siguientes soluciones que logran solventar la pérdida parcial o completa del sistema Palena.

- **Ajustes o modificación en reconectores:** De los análisis de diagnóstico de estabilidad del sistema Palena, se encuentra que algunas condiciones que significan la pérdida parcial o completa del sistema se pueden corregir por medio de modificaciones en algunos reconectores.
 - Particularmente se detecta una falla en el alimentador 52E1, despejada por la apertura de los reconectores *52E1 Santa Lucía* y *Santa Lucía Río Azul*, resulta la pérdida completa del alimentador. Esto se produce porque dicho alimentador pasa a estar conectado únicamente a la central Chaitén, la cual es probable que se desconecte o por subfrecuencia o por la actuación de la protección de reactivo inverso.

Por este motivo se recomienda modificar el reconector *Santa Lucía Río Azul* para que envíe una señal de apertura al reconector *La Junta* en caso de que el primero se accione. La apertura del reconector *La Junta* produce el desprendimiento de los consumos al sur de Santa Lucía (La Junta, Lago Verde y Puyuhuapi), pero permite que la central Chaitén no se desconecte y se mantengan abastecidos los consumos de Chaitén y Santa Lucía
 - Por otro lado, se recomienda desactivar la función de reconexión automática de los reconectores *52E1 Santa Lucía*, *Puerto Cárdenas* y *El Azul*.

La reconexión automática exitosa de los reconectores *52El Santa Lucía y Puerto Cárdenas*, significa la conexión de dos sistemas energizados no sincronizados, por lo que no es recomendable que se produzca esta reconexión sin asegurarse el sincronismo de ambos sistemas previo a la conexión.

La reconexión automática exitosa del reconnector *El Azul* puede significar el colapso completo del sistema Palena en condiciones de demanda alta y con la central Futaleufú en servicio. Mientras no se encuentre disponible un reconnector que logre aislar fallas en la zona urbana de Futaleufú sin desconectar la central Futaleufú, se recomienda mantener deshabilitada la función de reconexión automática.

- **Modificaciones operacionales:** Con el fin de mejorar la estabilidad general del sistema Palena, se analiza modificar los criterios de operación habituales de las centrales. De esta manera, se analiza el operar las unidades sincrónicas en distintos niveles de tensión y despachar las unidades de mayor capacidad de las centrales en servicio.
 - Se recomienda despachar en todo momento la unidad de mayor capacidad en las centrales que se encuentren en servicio. De esta manera, se aumenta la reserva del sistema, tanto de potencia activa como de potencia reactiva.
 - También se encuentra beneficioso que las centrales térmicas, especialmente la central Palena operen en todo momento en una tensión superior a 1,02pu (0,408kV) y cercano a los 1,05pu (0,420kV) en condiciones de mayor demanda. Esto permite mantener mayor margen de potencia reactiva, lo que ayuda a evitar la operación de reactivo inverso de la central.
 - Además, se recomienda operar la central hidráulica Río Azul por debajo de los 0,97pu (0,388kV) en todo momento, esto permite que no se produzcan sobretensiones.
 - ❖ La operación subexcitada constante no es una condición ideal para una máquina sincrónica, por lo que es recomendable la incorporación de un banco de reactores de varias etapas y de hasta 1.200kVAr en la central, esto permite que la central opere en valor más bajos de subexcitación.
 - Por último, se recomienda la revisión de los ajustes de las protecciones de reactivo inverso de las unidades sincrónicas. Se recomienda aumentar el valor de umbral y tiempo de desconexión de las unidades, mientras las unidades sincrónicas lo permitan.

En la Tabla 8-3 se observa el resumen de mejoras que se obtienen al considerar los ajustes operacionales recomendados en los escenarios de estudio.

Escenario	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09	C10	C11	C12
E01-G01-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	E	-	-
E02-G02-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	M	E	-
E03-G03-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	E	-	E
E04-G01-DM	SM	E	E	E	E	E	E	E	E	SM	-	-
E05-G02-DM	SM	E	E	E	E	E	M	E	E	SM	E	-
E06-G03-DM	SM	E	M	E	E	E	M	E	E	E	-	E
E07-G02-DA	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	SM	SM	-
E08-G03-DA	SM	E	M	E	E	E	M	E	M	SM	-	SM

SM: Sin Mejora
E: Ya estable
M: Mejora

Tabla 8-3: Resumen de resultados | Modificaciones operacionales.

➤ **Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC):** Dado varias situaciones concluyen en un colapso del sistema por subfrecuencia, se recomienda la inclusión de un EDAC por subfrecuencia. De esta manera, en el presente estudio se analizan dos esquemas distintos, un EDAC distribuido y un EDAC Concentrado.

▪ **EDAC Concentrado**

- ❖ Se analiza una primera opción de EDAC por subfrecuencia el cual actúa abriendo el reconector La Junta. Este EDAC presenta un umbral de actuación de 47,5Hz y un delay de operación de 250ms.
- ❖ Se observa mejoras sustanciales al incorporar este EDAC, principalmente ante las contingencias 1 y 10 (falla al comienzo del alimentador 52E1 Santa Lucía y la pérdida de la unidad Chaitén).
- ❖ Este EDAC presenta la ventaja de ser simple desde el punto de vista constructivo, ya que solo requiere un punto de medición y opera únicamente en un reconector ya instalado y en servicio.

En la siguiente tabla se resumen las mejoras que se obtienen ante la implementación del EDAC Concentrado propuesto:

Escenario	C01	C02	C03	C10	C11	C12
E01-G01-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-	-
E02-G02-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-
E03-G03-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-	Ya estable
E04-G01-DM	Mejora	Ya estable	Ya estable	Mejora	-	-
E05-G02-DM	Mejora	Ya estable	Ya estable	Mejora	Ya estable	-
E06-G03-DM	Mejora	Ya estable	Sin Mejora	Mejora	-	Ya estable
E07-G02-DA	Mejora	Ya estable	Ya estable	Mejora	Mejora	-
E08-G03-DA	Mejora	Ya estable	Sin Mejora	Mejora	-	Sin Mejora

Tabla 8-4: Resumen de resultados | EDAC Concentrado.

- **EDAC Distribuido**

- ❖ Otra opción de EDAC por subfrecuencia analizada es un EDAC distribuido, el cual actúa desprendiendo consumos en las localidades de Chaitén, Futaleufú y Palena. Esto se realiza por medio de actuación de equipos en baja tensión y no sobre los reconectores en la red de media tensión.
- ❖ Por otro lado, este EDAC mide frecuencia en las tres localidades, por lo que el esquema completo está compuesto por tres esquemas en cada localidad. De esta manera no se produce un cambio drástico de demanda en un único punto, lo que puede significar problemas en la tensión y tiene el beneficio de actuar incluso si se generan islas en los alimentadores.
- ❖ Se recomienda que el EDAC presente dos escalones de desprendimiento de carga, un primer escalón a los 47,5Hz y con un retardo de 250ms y un segundo escalón a los 45Hz, el cual actúe únicamente en casos extremos donde un gran desbalance de potencia produzca un rápido descenso en la frecuencia.
- ❖ De los resultados obtenidos, se observa que el EDAC presenta beneficios ante la desconexión de las centrales Futaleufú y Palena, y principalmente ante la desconexión de la central Chaitén.

En la siguiente tabla se resumen las mejoras que se obtienen ante la implementación del EDAC Distribuido propuesto:

Escenario	C01	C02	C03	C10	C11	C12
E01-G01-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-	-
E02-G02-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-
E03-G03-DB	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Ya estable	-	Ya estable
E04-G01-DM	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Sin Mejora	-	-
E05-G02-DM	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Mejora	Ya estable	-
E06-G03-DM	Sin Mejora	Ya estable	Mejora	Mejora	-	Ya estable
E07-G02-DA	Sin Mejora	Ya estable	Ya estable	Mejora	Mejora	-
E08-G03-DA	Sin Mejora	Ya estable	Mejora	Mejora	-	Mejora

Tabla 8-5: Resumen de resultados | EDAC Distribuido.

- **Compensación reactiva:** Dado que no se logra evitar la desconexión no deseada de la central Chaitén por la actuación de su protección de reactivo inverso mediante modificaciones en las tensiones de operación, se propone y estudia la inclusión de un banco de reactores.
 - Este banco de reactores debe ser de al menos 900kVAr para lograr evitar la desconexión de la central Chaitén en cualquier condición. Dado el monto de compensación, es necesario que el banco posea varios pasos.
 - Además, por el elevado valor de compensación, no es recomendable mantener conectado dicho banco en todo momento, sino que conectarlo únicamente cuando se necesite más capacidad de absorción de reactivos. Por este motivo, se propone que el banco de compensación presente un control, el cual mida la potencia reactiva de las unidades de la central y se conecte cuando esta esté cercana al ajuste de

activación de la protección de reactivo inverso. Por el mismo motivo, se recomienda que el banco de compensación presente, al menos, dos etapas de conexión, es decir, dos etapas 450kVAr.

A continuación, en la Tabla 8-6, se observa el resumen de resultados con respecto a la incorporación de un reactor en la central Chaitén.

Escenario	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09	C10	C11	C12
E01-G01-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	E	-	-
E02-G02-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	SM	E	-
E03-G03-DB	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	E	-	E
E04-G01-DM	SM	E	E	E	E	E	E	E	E	SM	-	-
E05-G02-DM	SM	E	E	E	E	E	SM	E	E	SM	E	-
E06-G03-DM	SM	E	M	E	E	E	SM	E	E	E	-	E
E07-G02-DA	SM	E	E	E	E	E	E	E	M	SM	M	-
E08-G03-DA	SM	E	M	E	E	E	SM	E	M	SM	-	SM

SM: Sin Mejora
 E: Ya estable
 M: Mejora

Tabla 8-6: Resumen de resultados | Reactor Chaitén.

9 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Y. Hu, W. Wei, Y. Peng, and J. Lei, ‘Fuzzy virtual inertia control for virtual synchronous generator’, Chinese Control Conf. CCC, vol. 2016-Augus, pp. 8523–8527, 2016.
- [2] N. Tleis, Power systems modelling and fault analysis, 1st ed. Newnes Power Engineering, 2008.
- [3] N. Cifuentes, C. Rahmann, F. Valencia, and R. Alvarez, ‘Network Allocation of BESS with Voltage Support Capability for Improving the Stability of Power Systems’, pp. 939–949, 2019.
- [4] C. Rahmann, C. Jeldres, and C. González, ‘New Test Network for Study of Longitudinal Power Systems: Stability Issues When Interconnected through a Tie Line’.
- [5] F. Arroyo and G. Aboytes, ‘Security Assessment in Operation of Longitudinal Power Systems’, IEEE Trans. Power Syst., vol. 1, no. 2, 1986.
- [6] A. Mukhopadhyay and Chakrabarti, ‘Operating problems in longitudinal power supply systems’, Fourth IEEE Reg. 10 Int. Conf. TENCON, pp. 932–935, 1989.
- [7] F. Aboytes, G. Arroyo, and G. Villa, ‘Application of Static Var Compensators in Longitudinal Power Systems’, IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. 00, no. 10, pp. 3460–3466, 1983.
- [8] R. Alvarez, C. Rahmann, R. Palma-Behnke, and P. A. Estévez, ‘A novel meta-heuristic model for the multi-year transmission network expansion planning’, Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 107, no. March 2018, pp. 523–537, 2019.
- [9] P. Kundur et al., ‘Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions’, IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [10] S. Chamas, ‘Metodología para determinar requerimientos de respuesta inercial en centrales ERNC desde una perspectiva sistémica’, 2018.
- [11] R. A. Walling, E. Gursoy, and B. English, ‘Current contributions from Type 3 and Type 4 wind turbine generators during faults’, Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf., pp. 1–6, 2012.
- [12] H. Amano and A. Yokoyama, ‘Rotor angle stability analysis using normal form method with high penetrations of renewable energy sources-energy index for multi-swing stability’, 20th Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2018, pp. 1–6, 2018.
- [13] E. Munkhchuluun, L. Meegahapola, and A. Vahidnia, ‘Impact on rotor angle stability with high solar-PV generation in power networks’, 2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc., vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2018.
- [14] S. Eftekharnjad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, ‘Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems’, IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 2, pp. 893–901, 2013.
- [15] M. S. Rawat and S. Vadhera, ‘Analysis of wind power penetration on power system voltage stability’, 2016 IEEE 6th Int. Conf. Power Syst. ICPS 2016, vol. 1, no. 1, pp. 1–6, 2016.

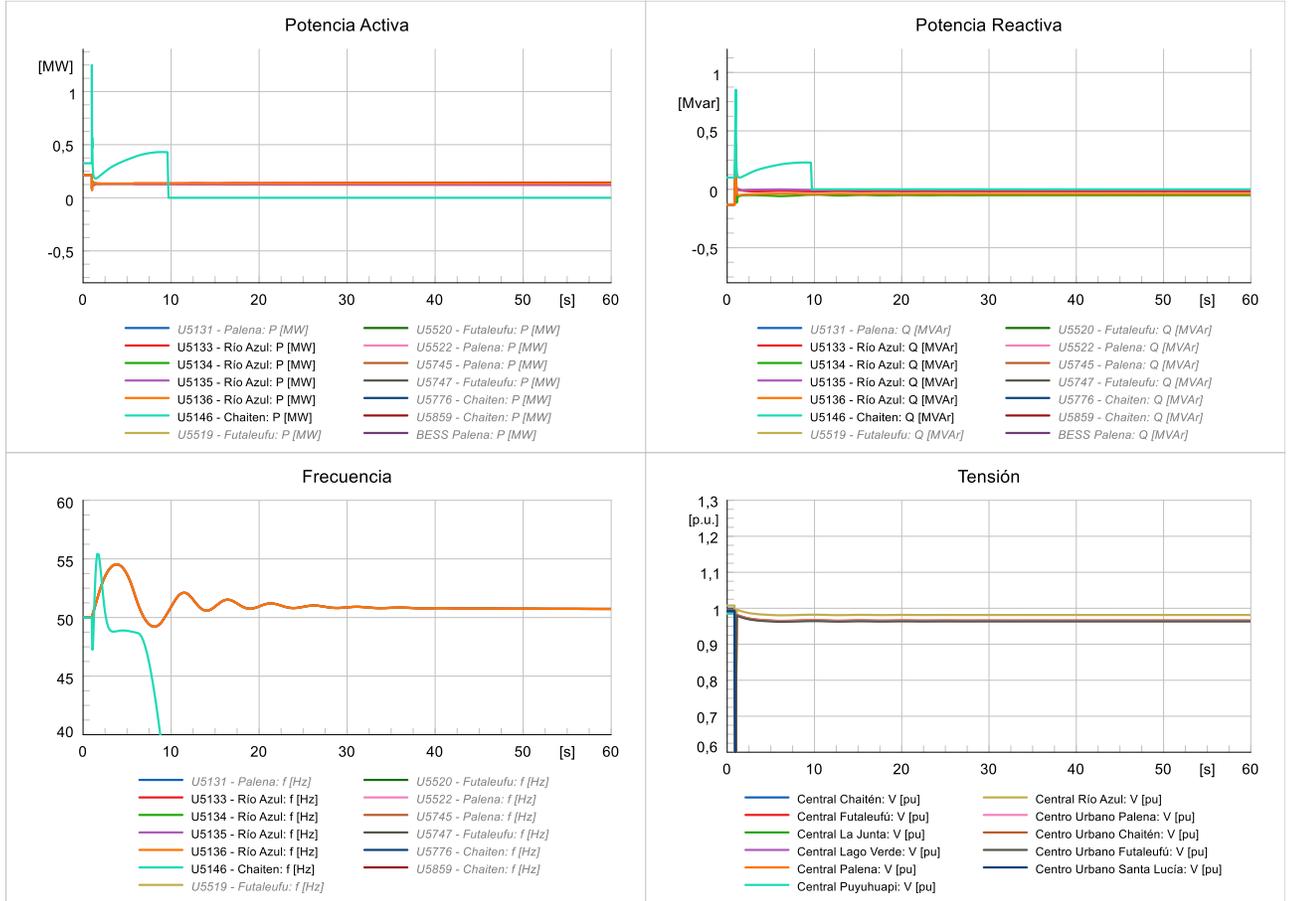
- [16] M. P. Musau, T. L. Chepkania, A. N. Odero, and C. W. Wekesa, 'Effects of renewable energy on frequency stability: A proposed case study of the Kenyan grid', Proc. - 2017 IEEE PES-IAS PowerAfrica Conf. Harnessing Energy, Inf. Commun. Technol. Afford. Electrification Africa, PowerAfrica 2017, pp. 12–15, 2017.
- [17] N. Al Masood, N. Modi, and R. Yan, 'Low inertia power systems: Frequency response challenges and a possible solution', Proc. 2016 Australas. Univ. Power Eng. Conf. AUPEC 2016, pp. 1–6, 2016.
- [18] AEMO, 'Black system south Australia', 2017. [Online]. Available: <https://www.aemo.com.au/Media-Centre/AEMO-publishes-final-report-into-the-South-Australian-state-wide-power-outage>.
- [19] R. Castellanos, M. Ramirez, G. Calderon, and A. R. Messina, 'Impact studies of the effect of large-scale wind integration in the Mexican power grid', 2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc., vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018.
- [20] L. Vargas, V. Quintana, and R. Miranda, 'Voltage collapse scenario in the Chilean interconnected system', no. May 1997, 2007.
- [21] P. Kundur, 'Power System Stability And Control'. p. 1661, 1993.
- [22] G. Rogers, POWER SYSTEM OSCILLATIONS. 2000.
- [23] Comisión Nacional de Energía, 'Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio', p. 158, 2019.
- [24] Federico et al., 'Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems', p. 26.
- [25] G. Denis, T. Prevost, M. S. Debry, F. Xavier, X. Guillaud, and A. Menze, 'The migrate project: The challenges of operating a transmission grid with only inverter-based generation. A grid-forming control improvement with transient current-limiting control', IET Renew. Power Gener., vol. 12, no. 5, pp. 523–529, 2018.
- [26] Comisión Nacional de Energía, 'Capacidad instalada de generación', 2019. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>.
- [27] R. Alvarez, A. Moser, and C. A. Rahmann, 'Novel methodology for selecting representative operating points for the TNEP', IEEE Trans. Power Syst., vol. 32, no. 3, pp. 2234–2242, 2017.
- [28] Ministerio de Energía, 'Mesa de trabajo descarbonización'. [Online]. Available: <https://www.energia.gob.cl/panel/ Mesa-de-trabajo-descarbonizacion>.
- [29] Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones - Sistema Mediano Palena – Marzo 2023 <<2303_S519_A818 -A819 - A820_P1079_Ajustes de protecciones aplicados SM Palena.pdf>>
- [30] Estudio de Flujos de Potencia – BESS Palena – Agosto 2020 <<2109_S519_A818-A819-A820_P797_EFP BESS SM PALENA.pdf>>
- [31] Estudio de Estabilidad Transitoria – BESS Palena – Agosto 2020 <<2109_S519_A818-A819-A820_P796_EET BESS SM PALENA.pdf>>
- [32] Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones – BESS Palena – Agosto 2020 <<2109_S519_A818-A819-A820_P795_EACP BESS SM PALENA.pdf>>

- [33] Características y operación de reguladores de tensión en SM Palena <<referente a RRVV del SSMM Palena.docx>>
- [34] Informe de Homologación de generadores sincrónicos – SM Palena <<EE-EN-2022-2040-RB_Modelos_dinámicos_de_unidades_generadoras_SSMM_Palena.pdf>>
- [35] Ajustes de protecciones de generadores – Centra Hidráulica Río Azul <<Ajustes Rele CHRA.xlsx>>
- [36] Registro de Operación de SM Palena – Potencia en giro 2021 y 2022 <<Potencia en giro 2021 -.xlsx>>
- [37] Registro de ajustes de protecciones de generadores – Ajustes ECM y DEIF <<DEIF.pdf y ECM.pdf>>

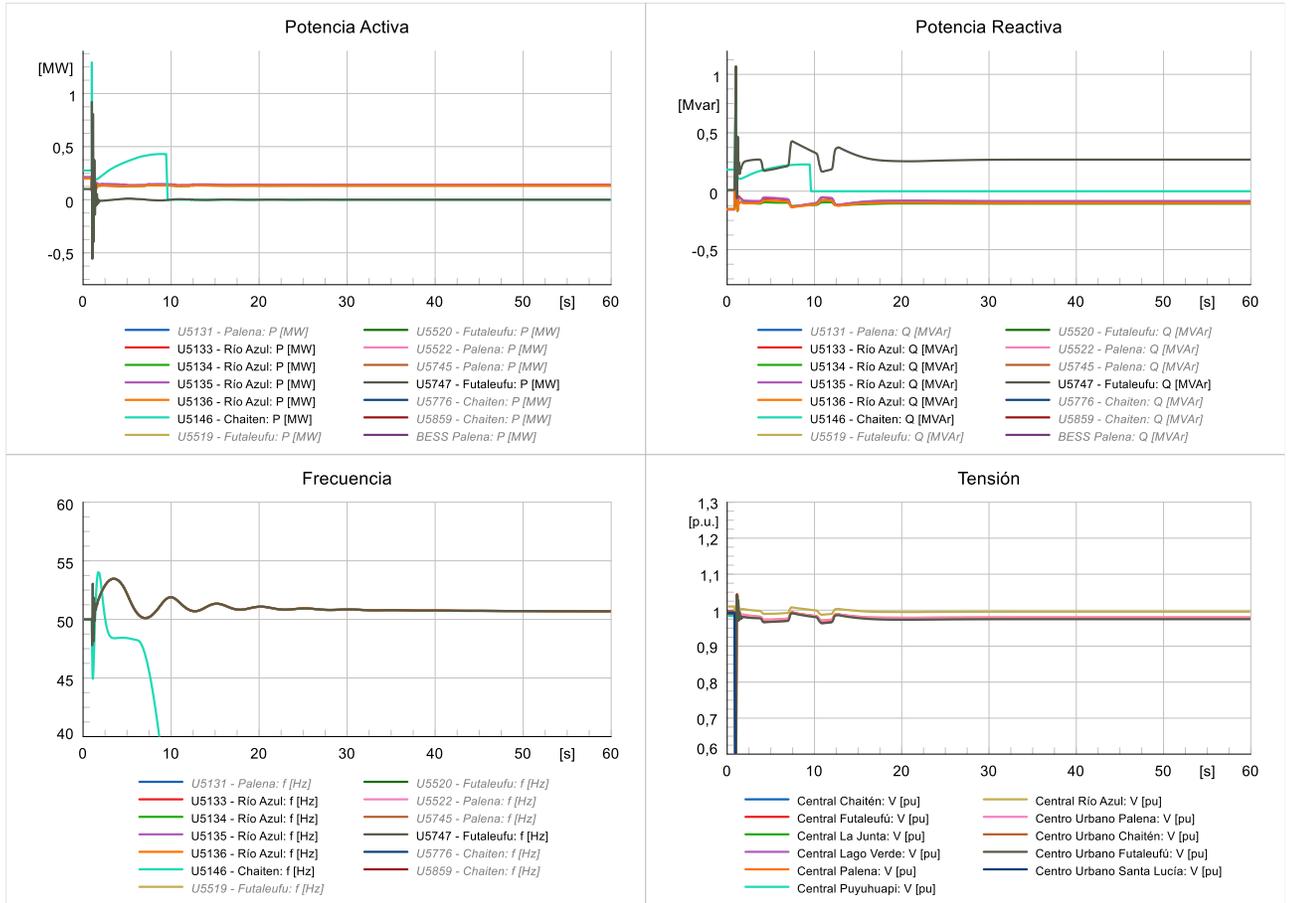
10 ANEXO: CONTINGENCIAS

CONTINGENCIA 1: ALIMENTADOR SANTA LUCÍA

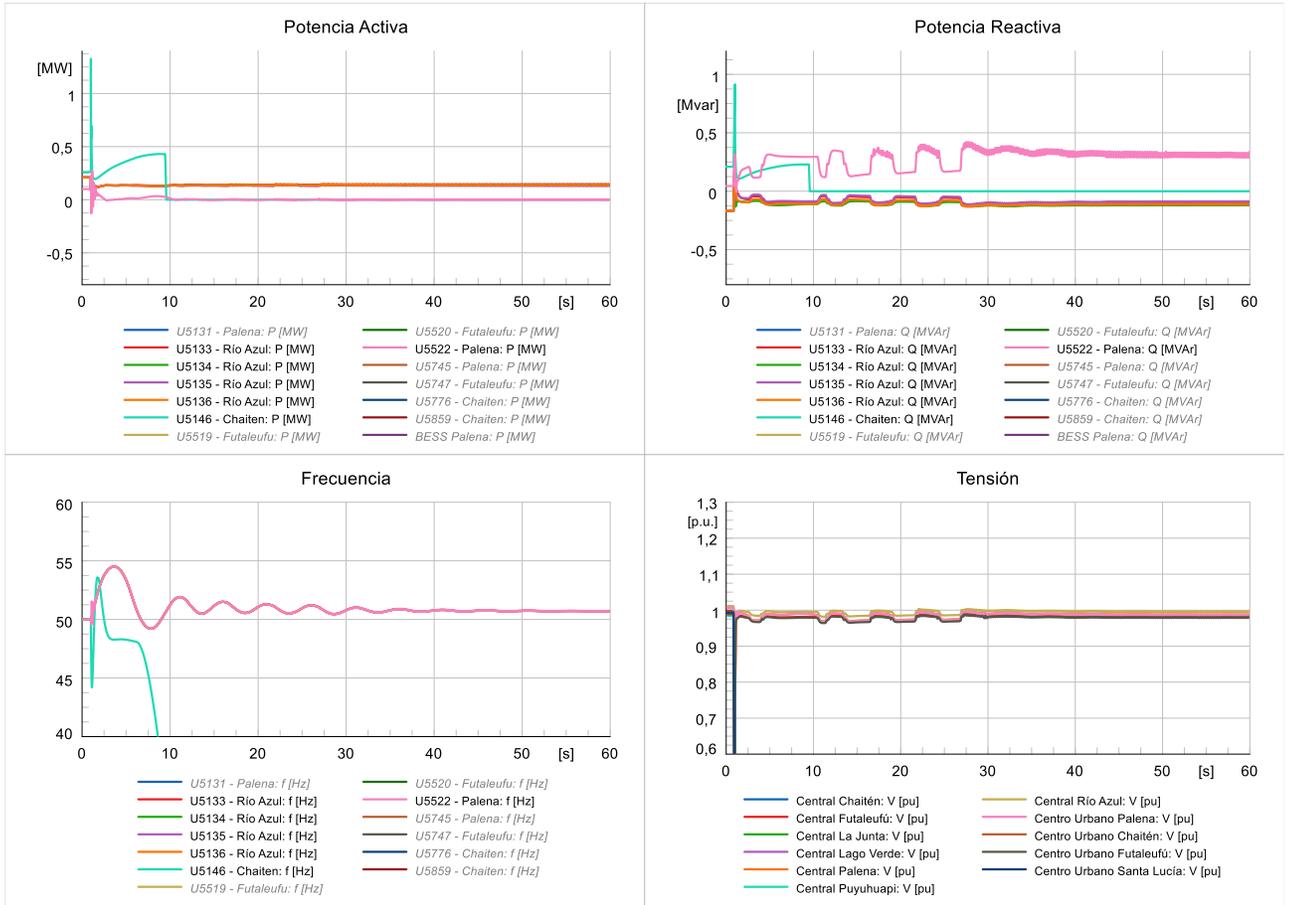
E01-G01-DB



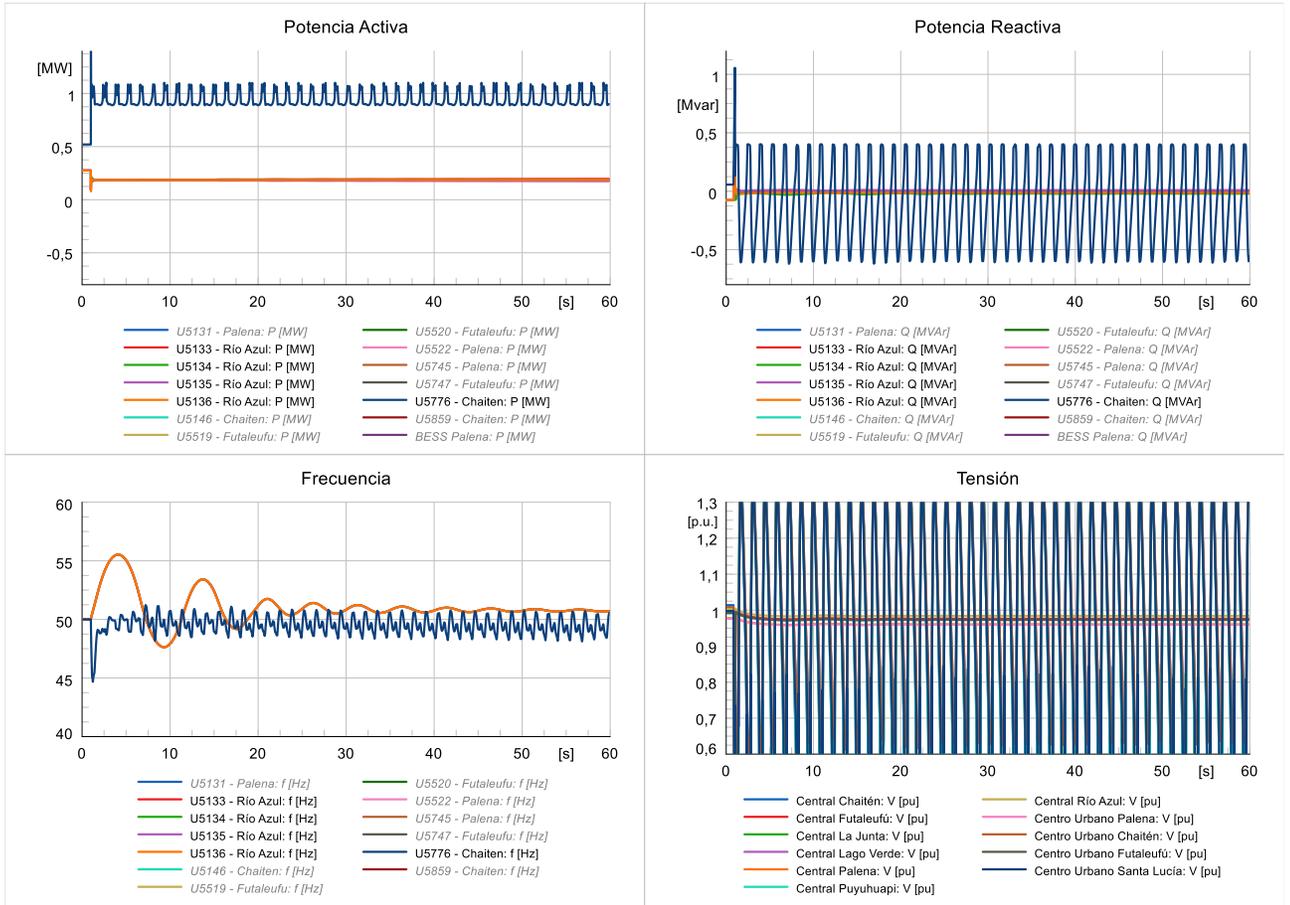
E02-G02-DB



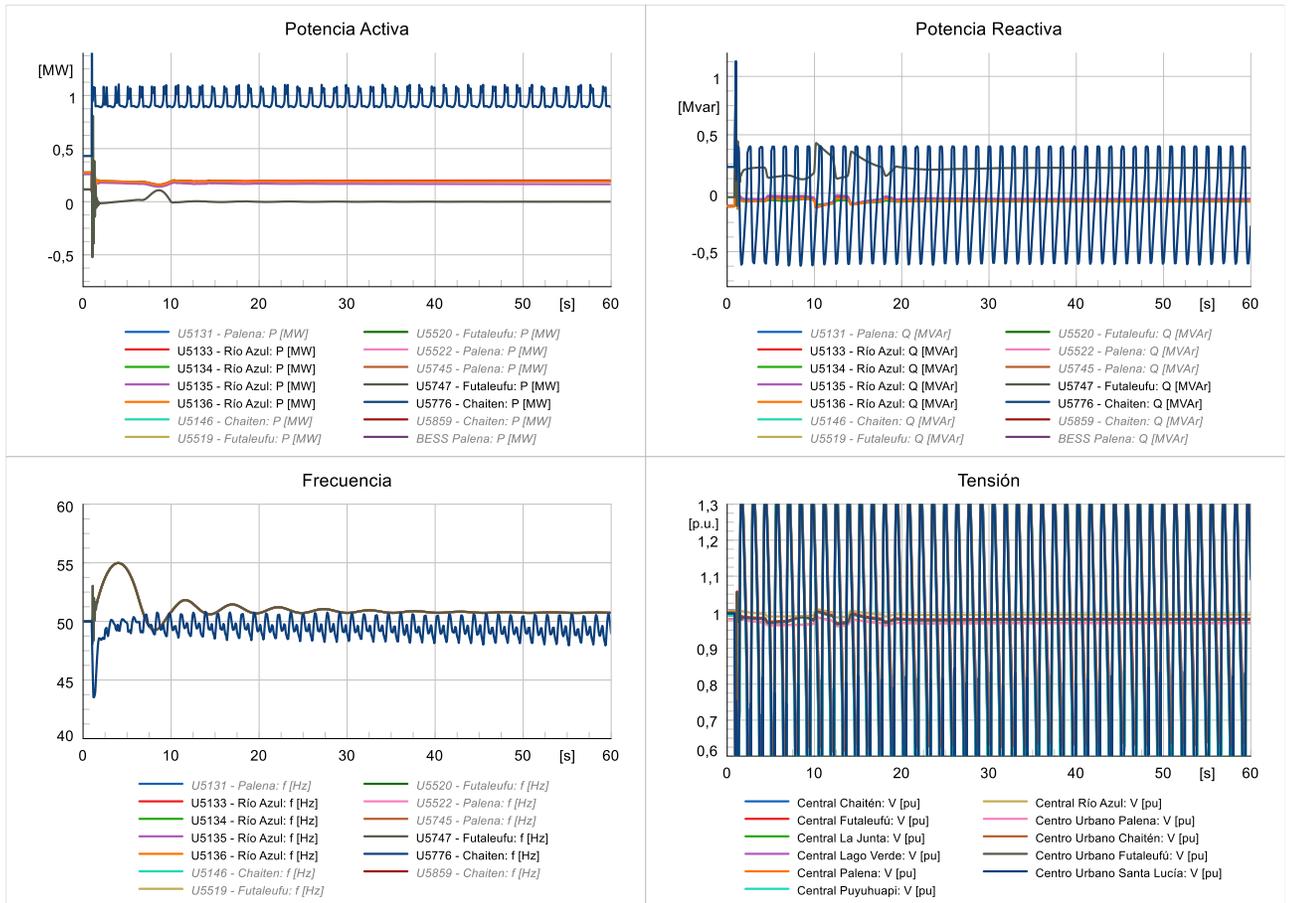
E03-G03-DB



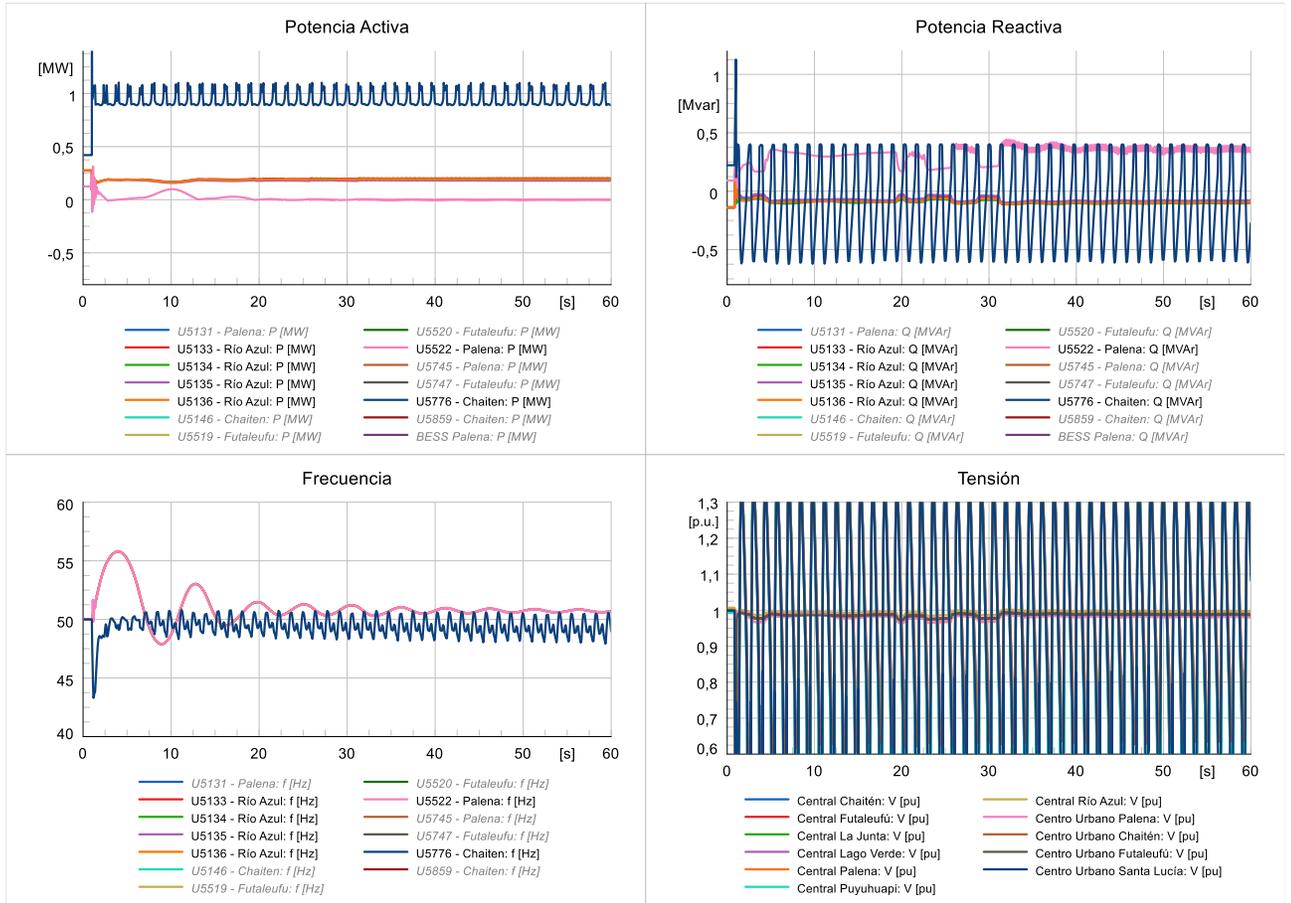
E04-G01-DM



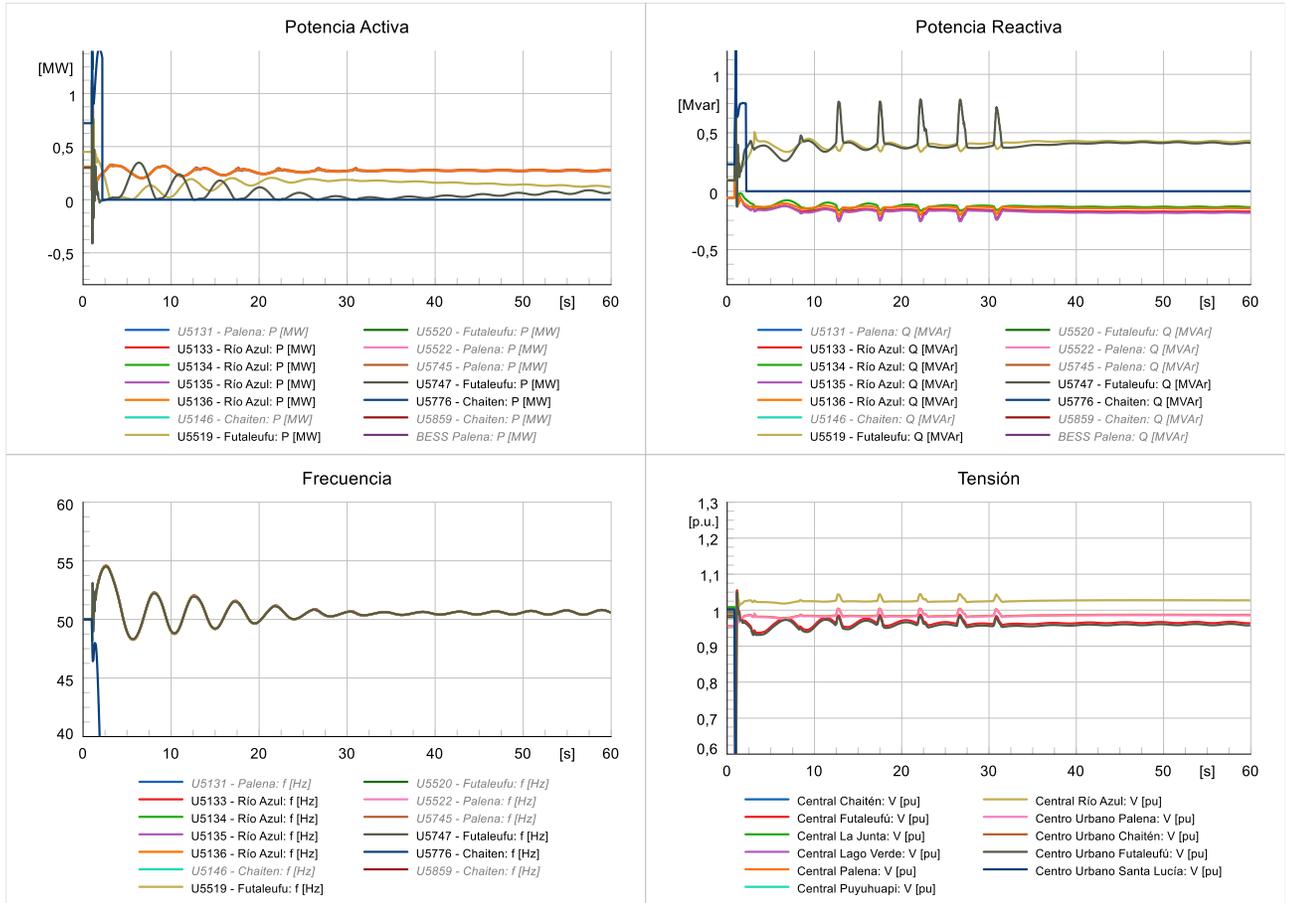
E05-G02-DM



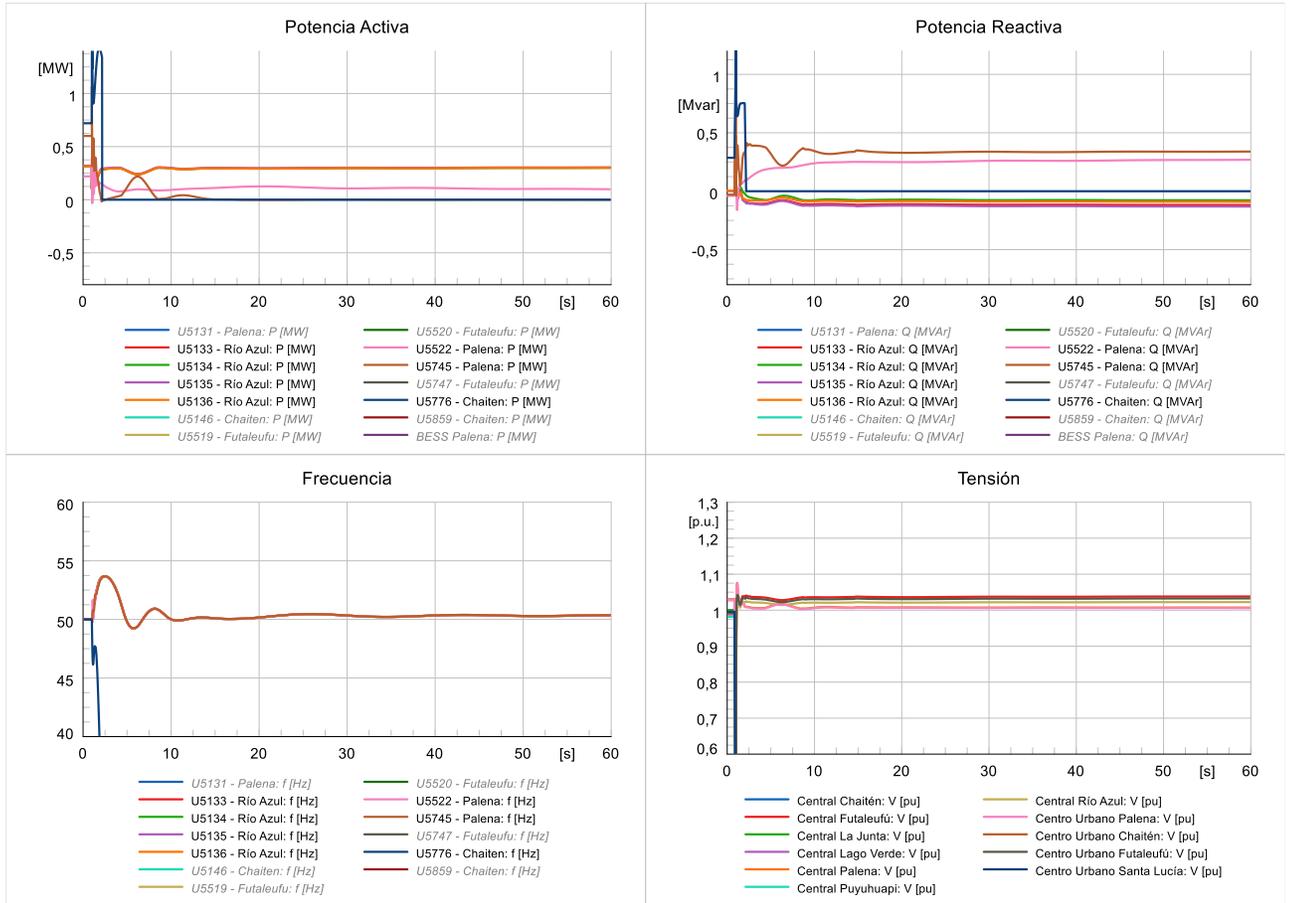
E06-G03-DM



E07-G02-DA

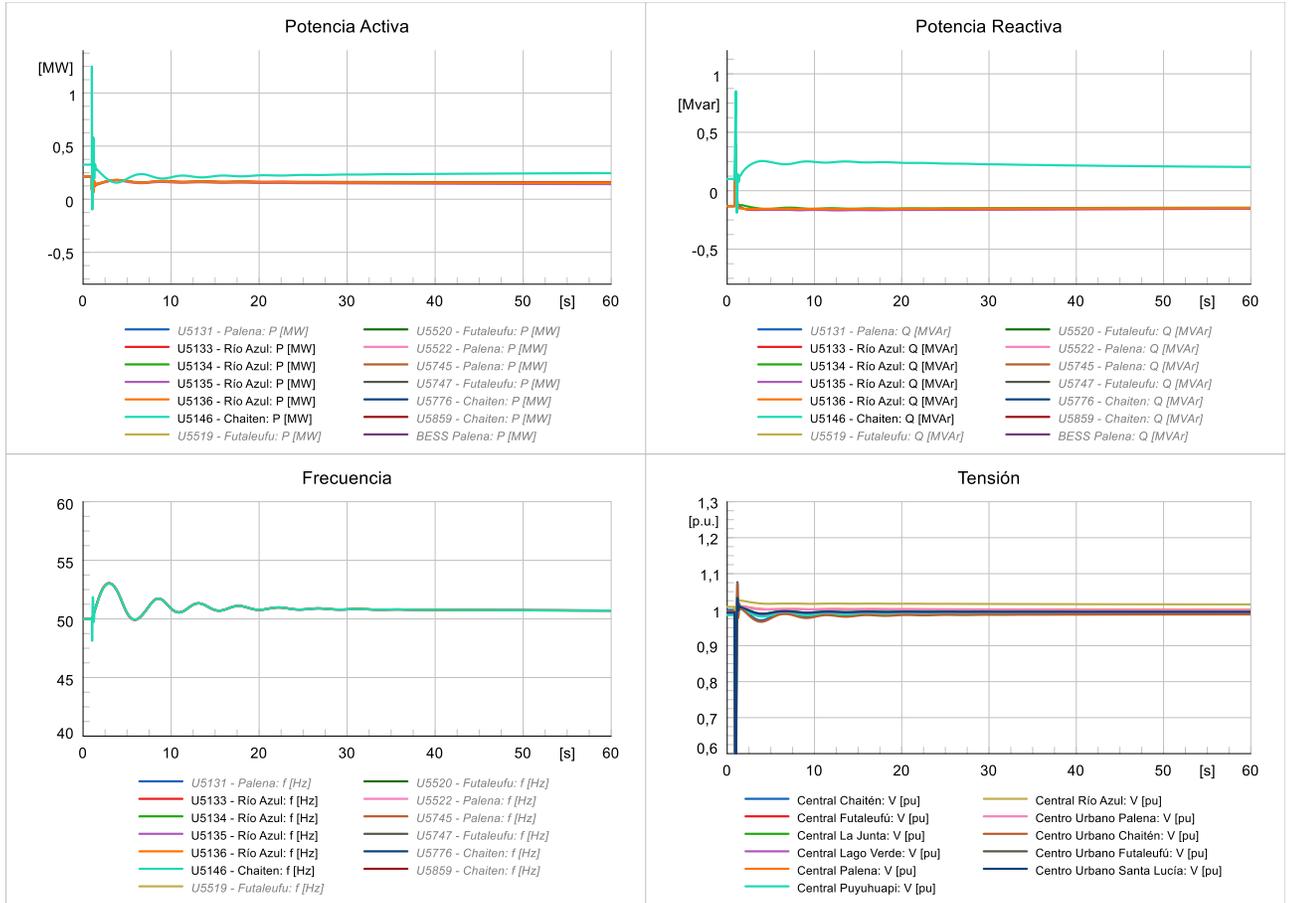


E08-G03-DA

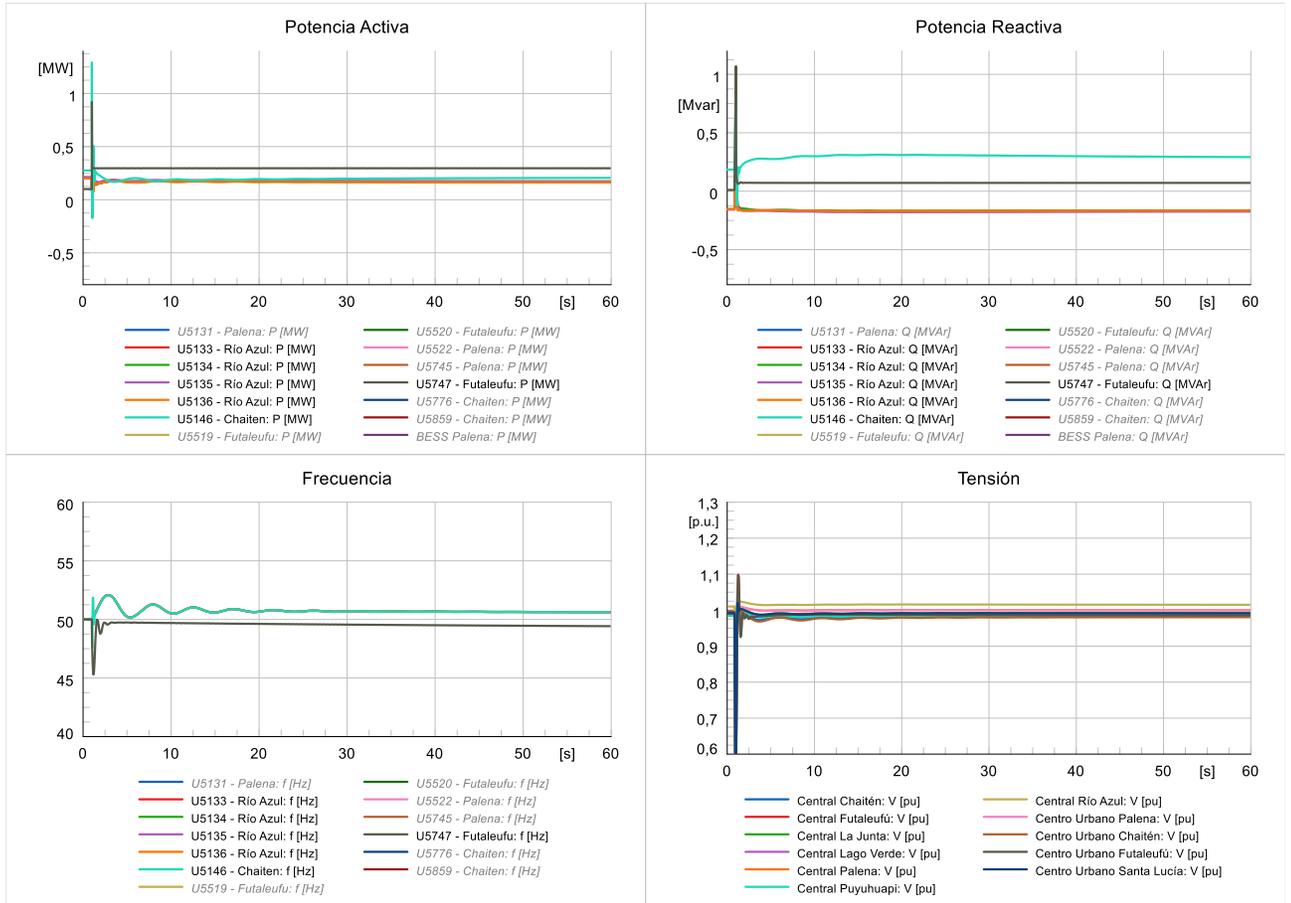


CONTINGENCIA 2: ALIMENTADOR FUTALEUFÚ

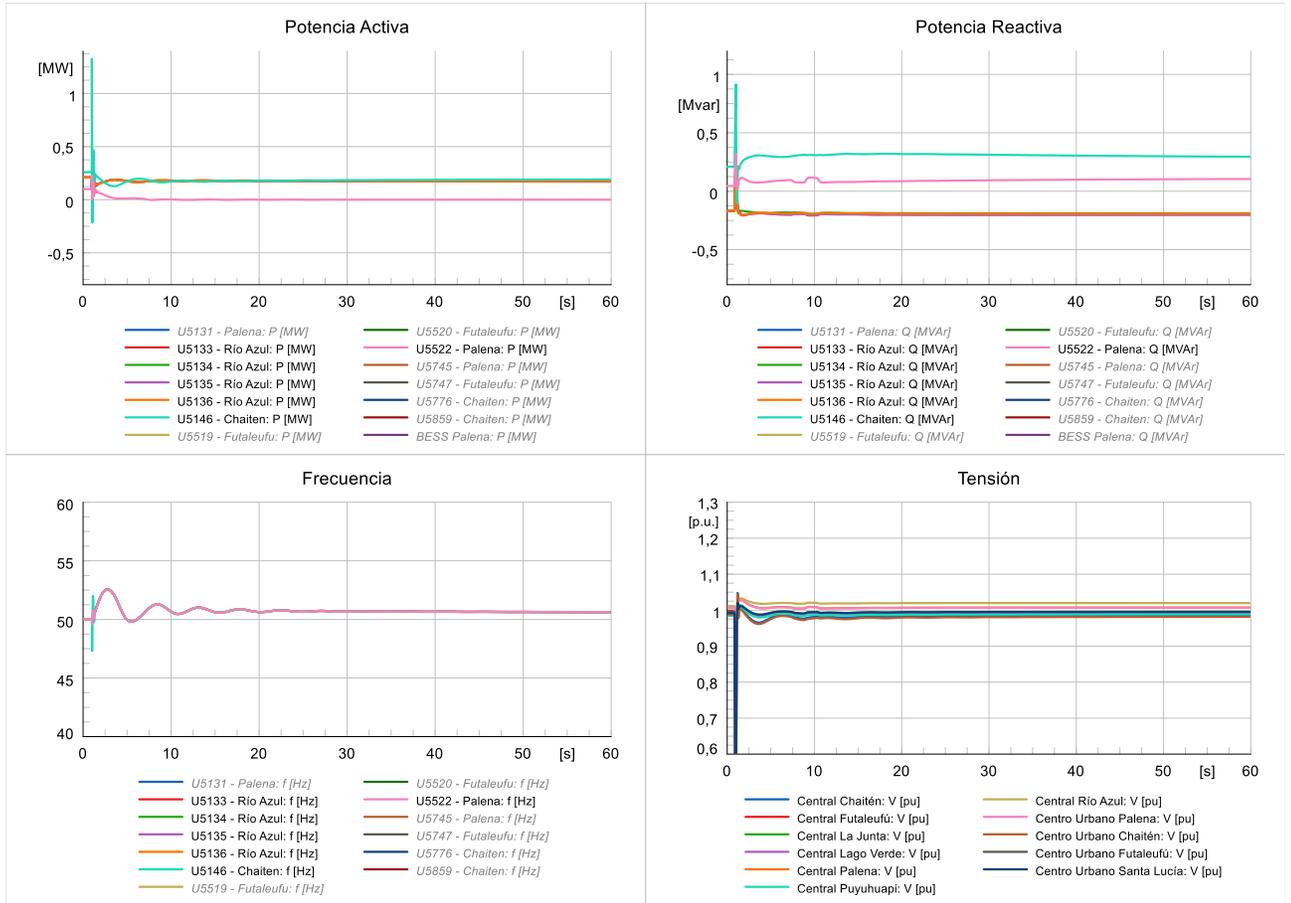
E01-G01-DB



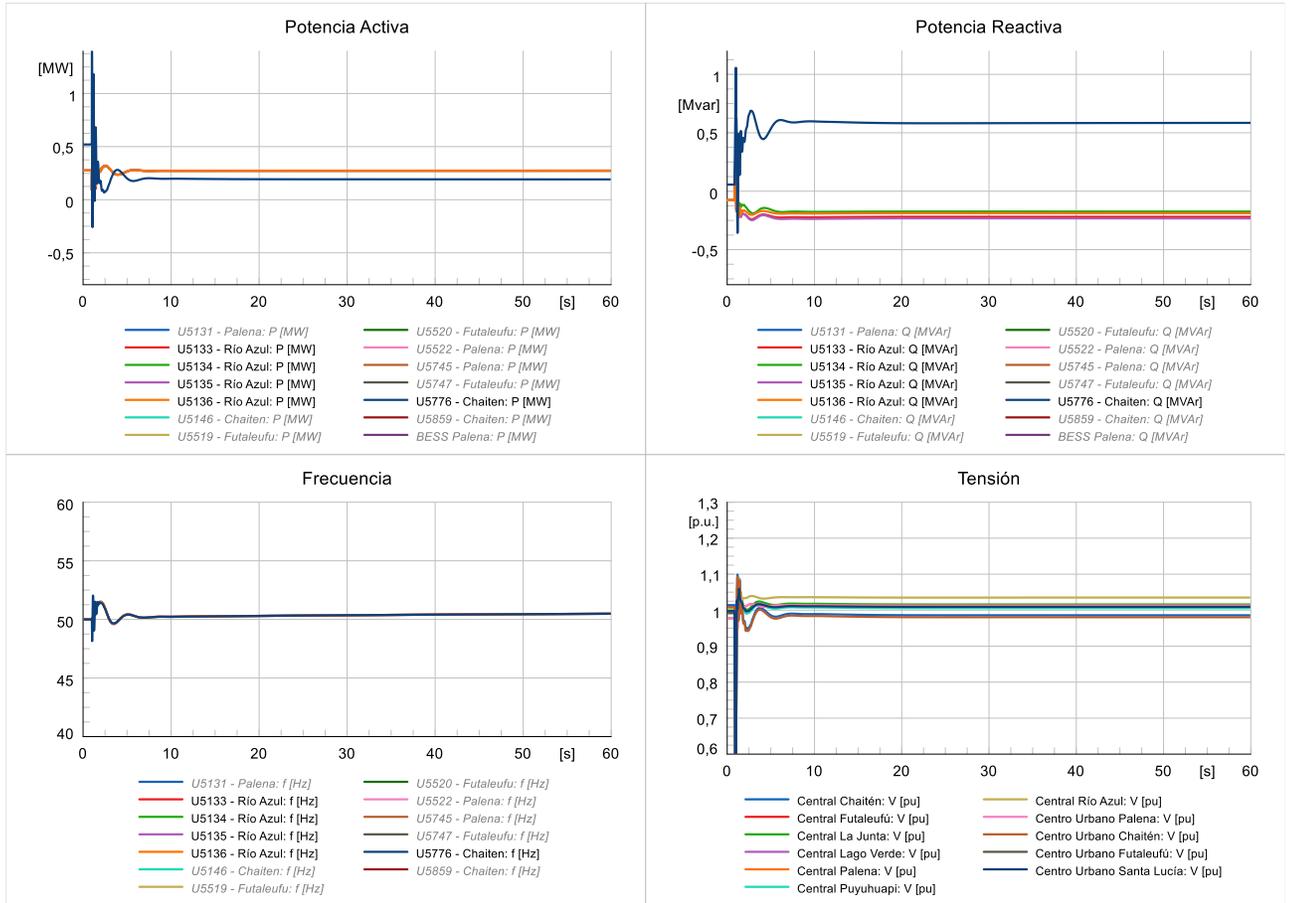
E02-G02-DB



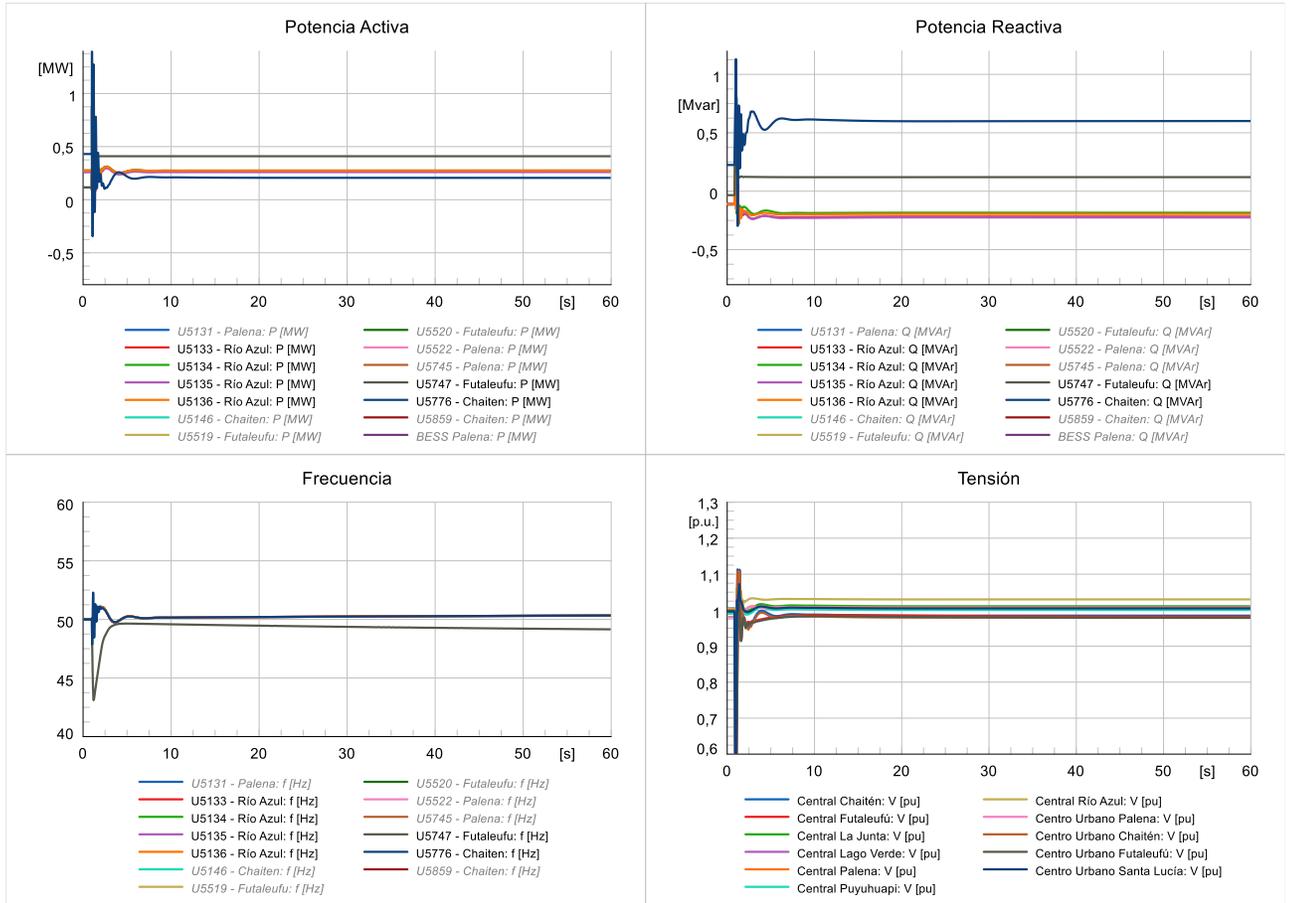
E03-G03-DB



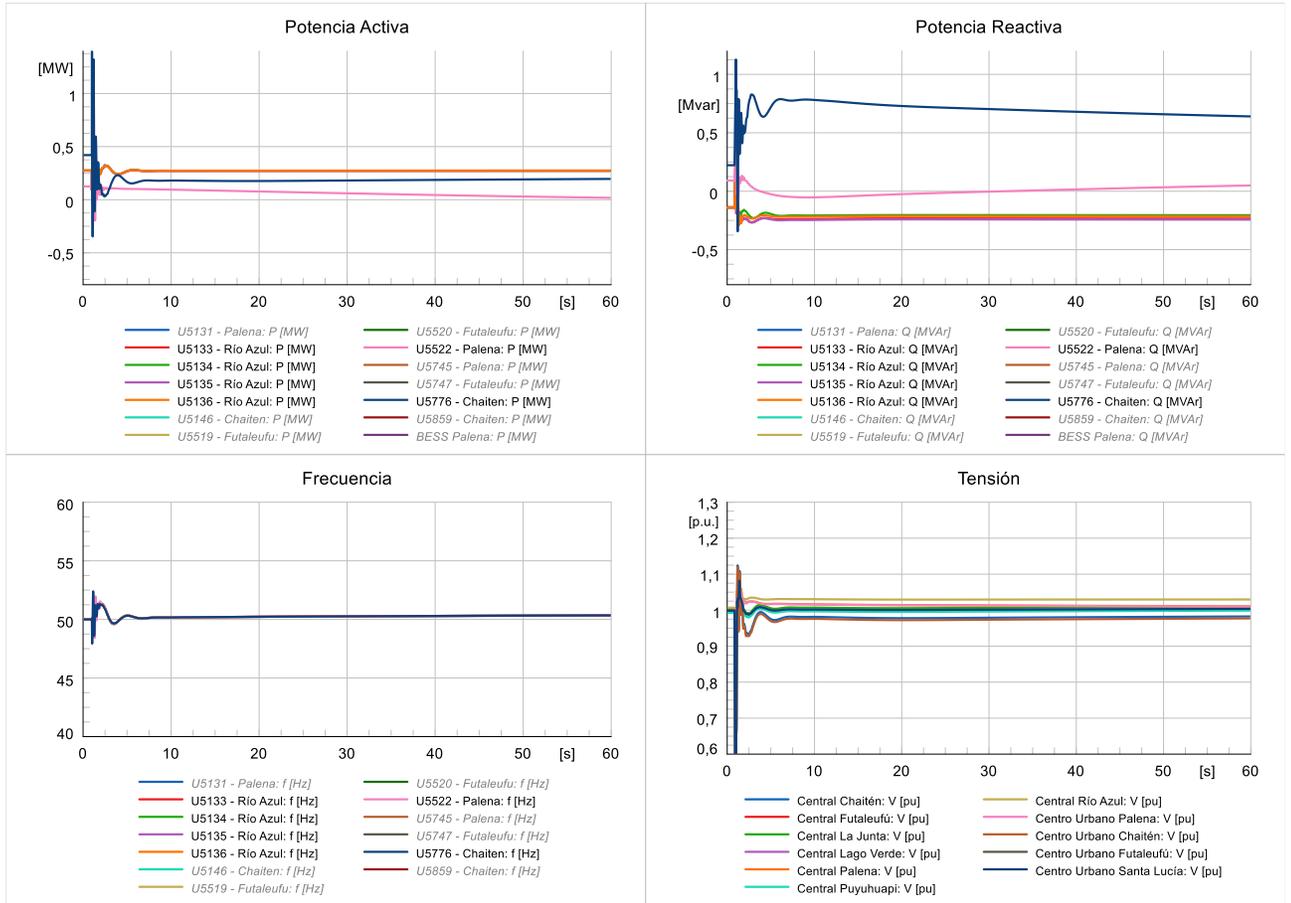
E04-G01-DM



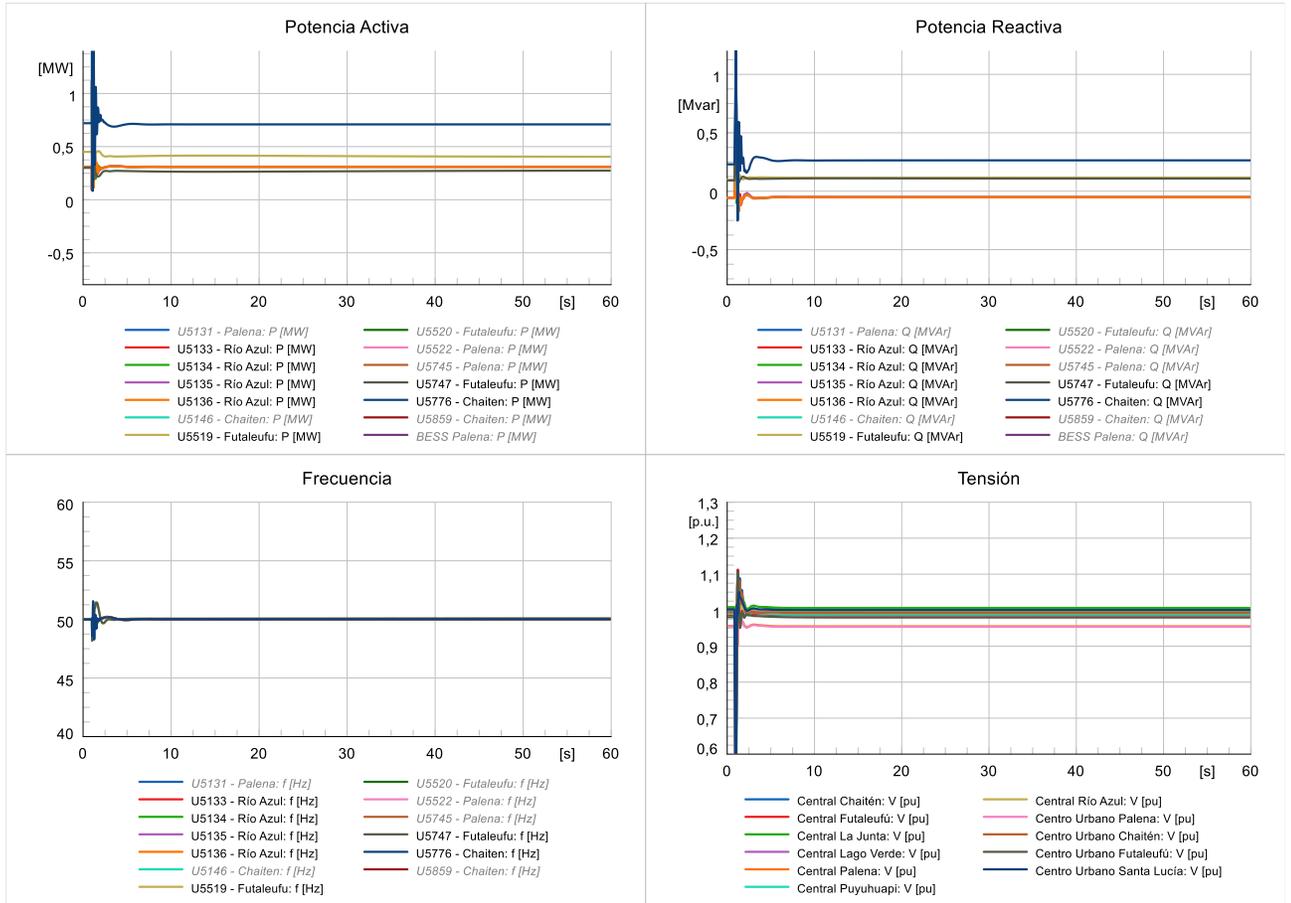
E05-G02-DM



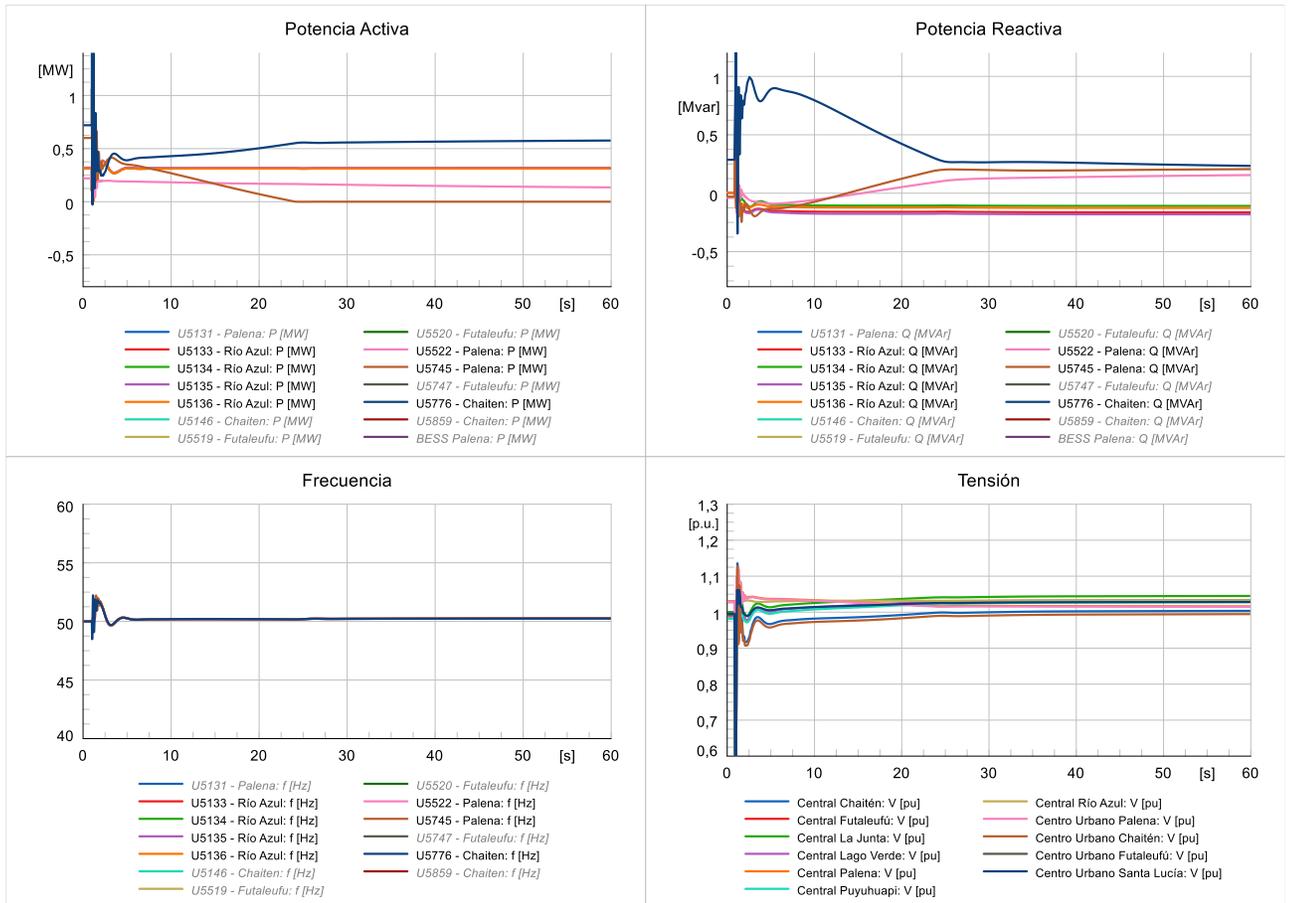
E06-G03-DM



E07-G02-DA

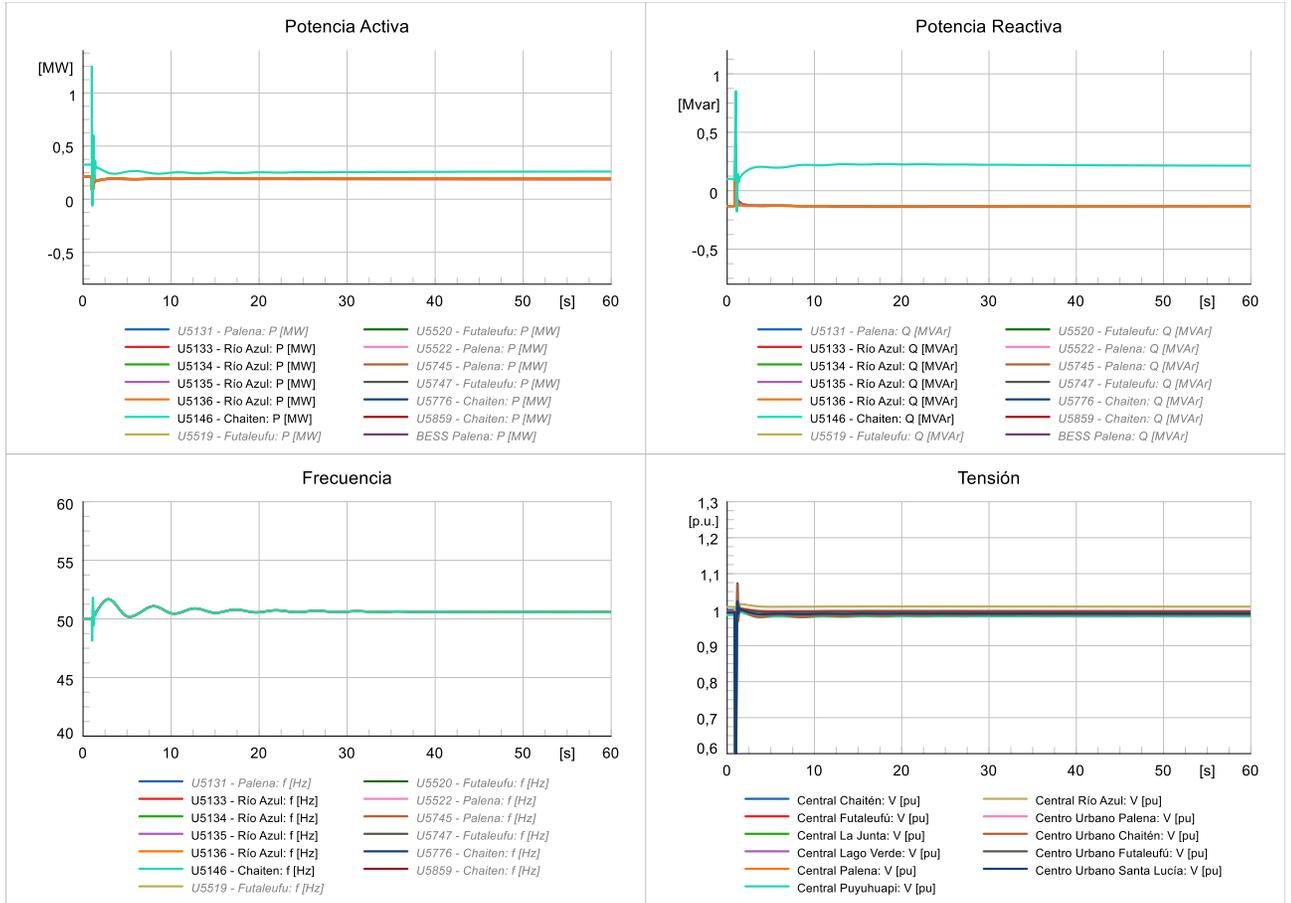


E08-G03-DA

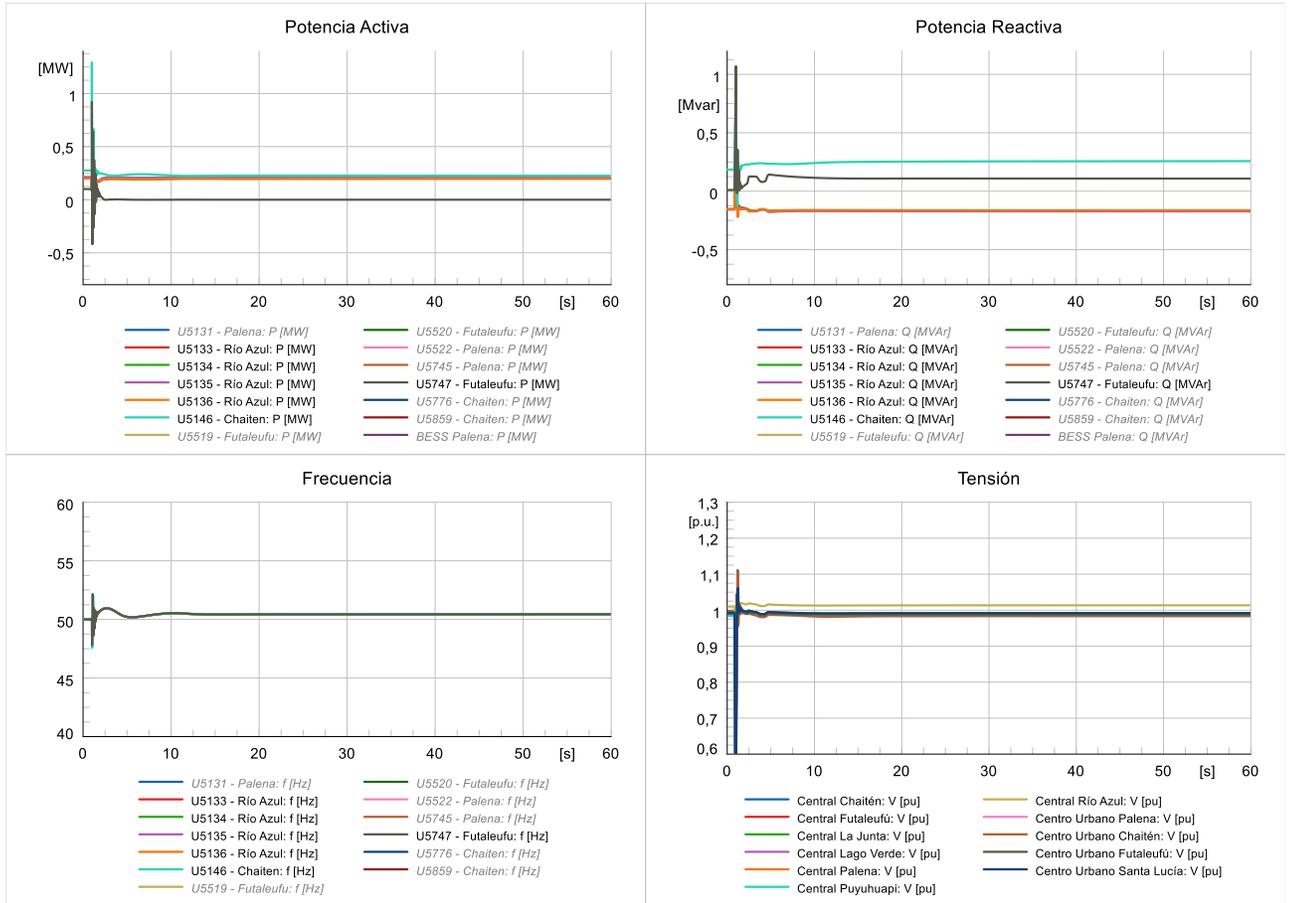


CONTINGENCIA 3: ALIMENTADOR PALENA

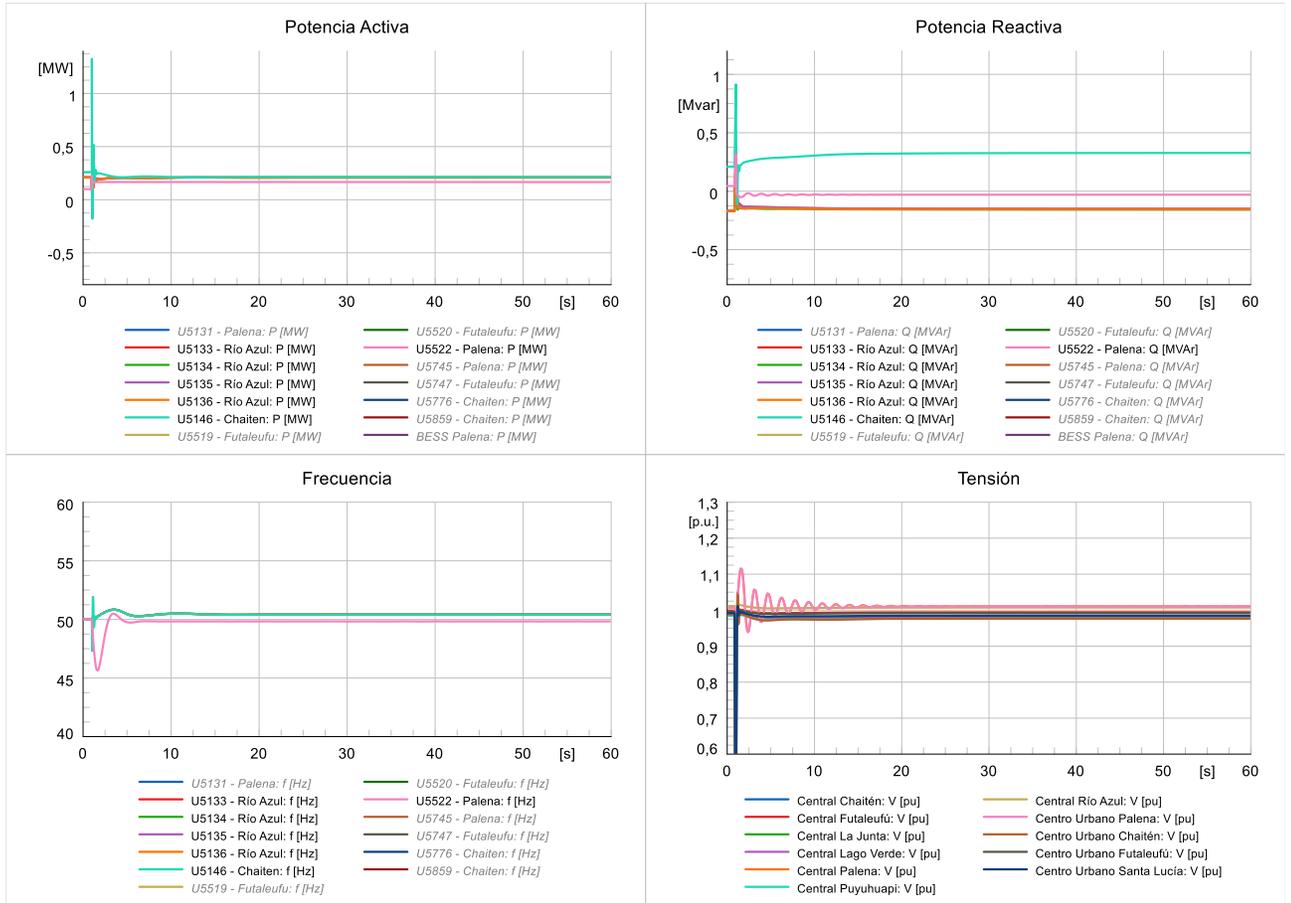
E01-G01-DB



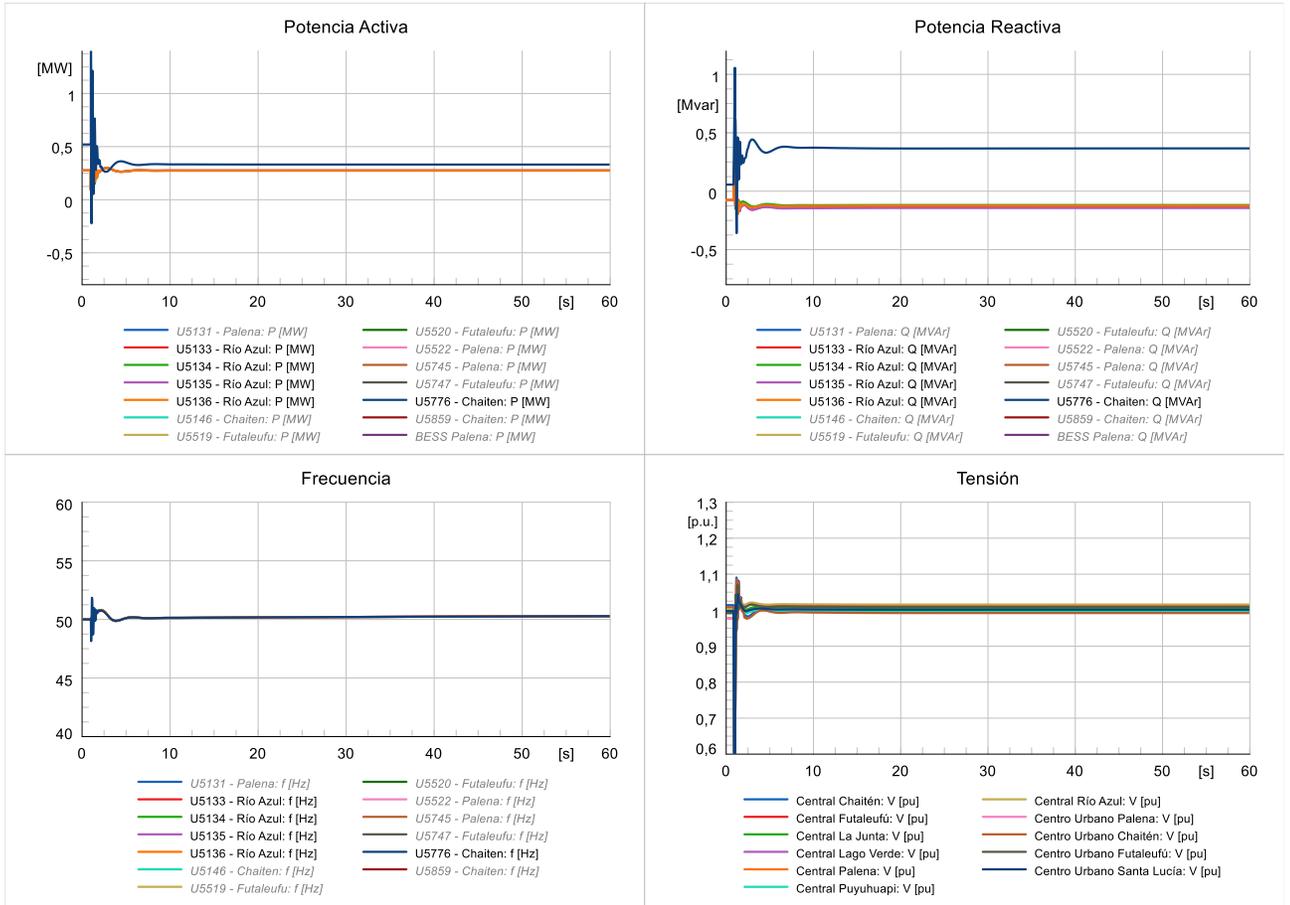
E02-G02-DB



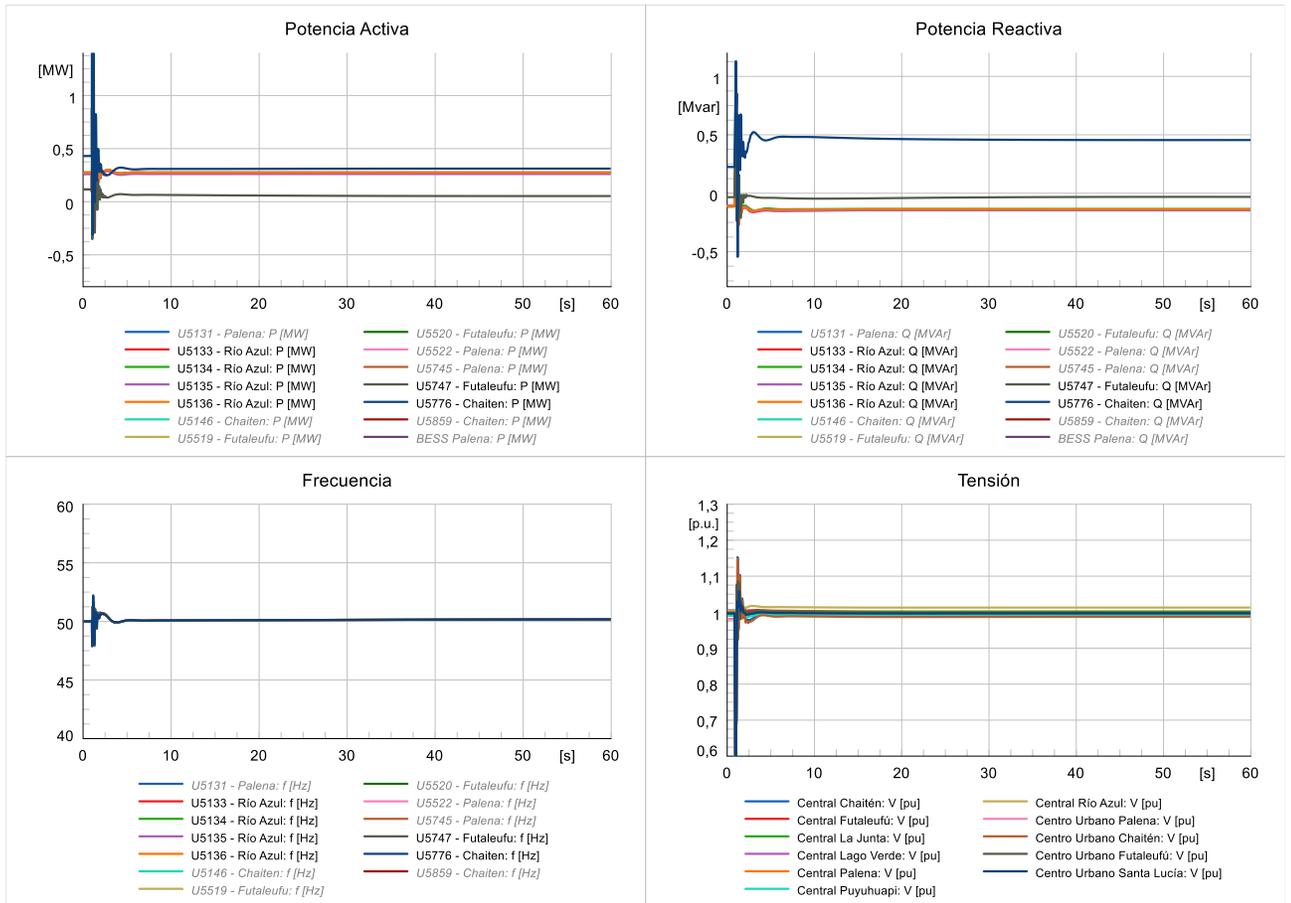
E03-G03-DB



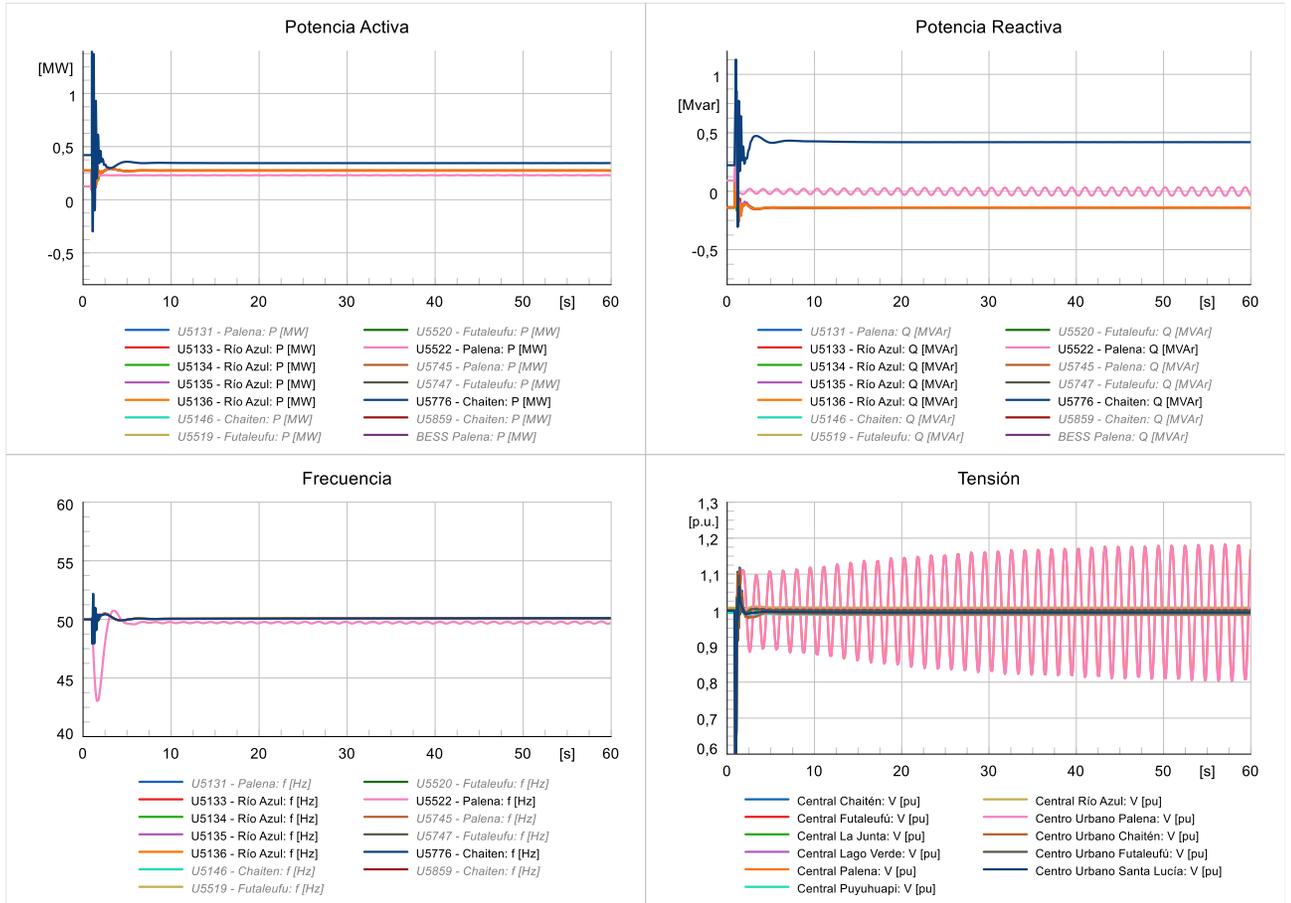
E04-G01-DM



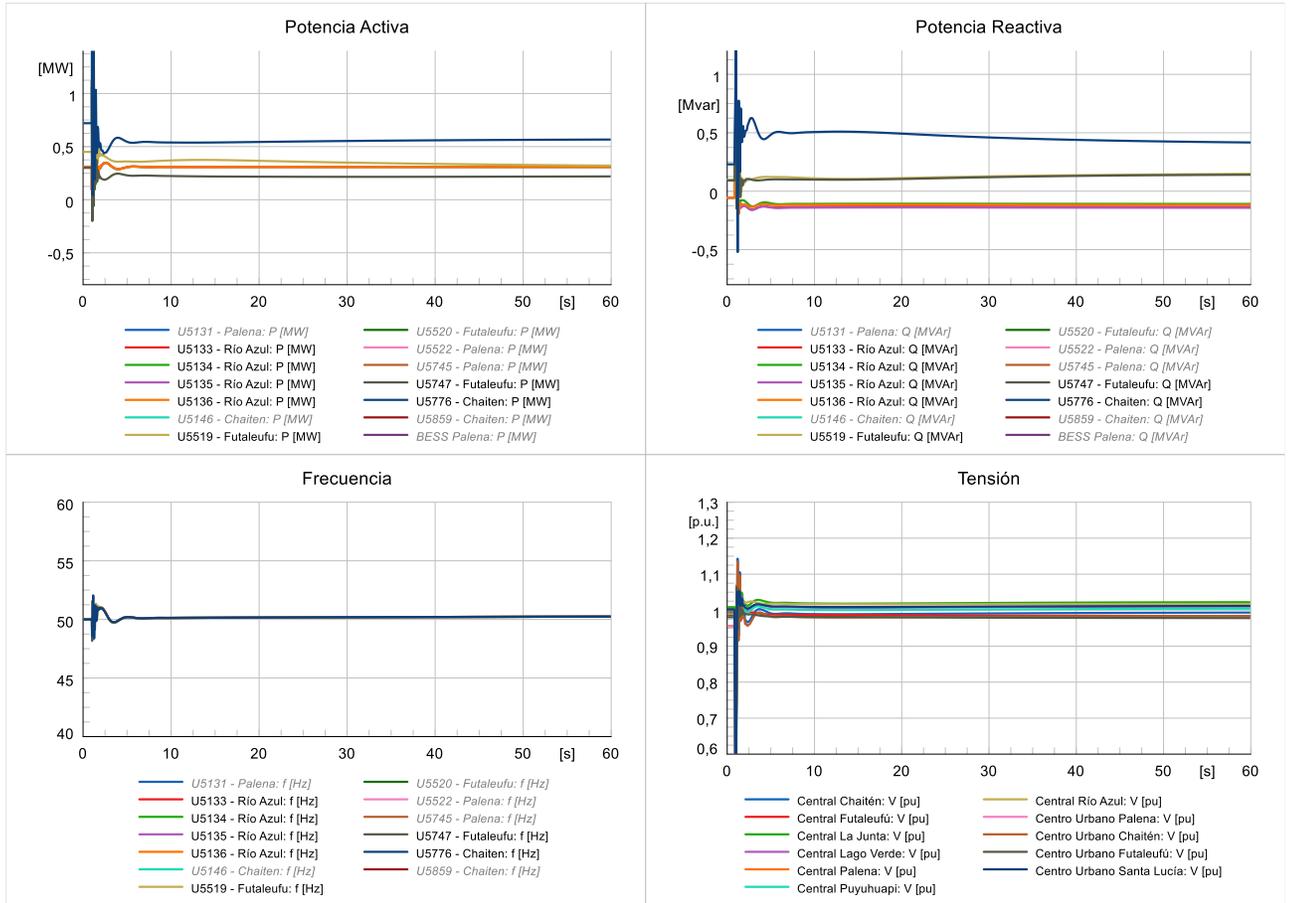
E05-G02-DM



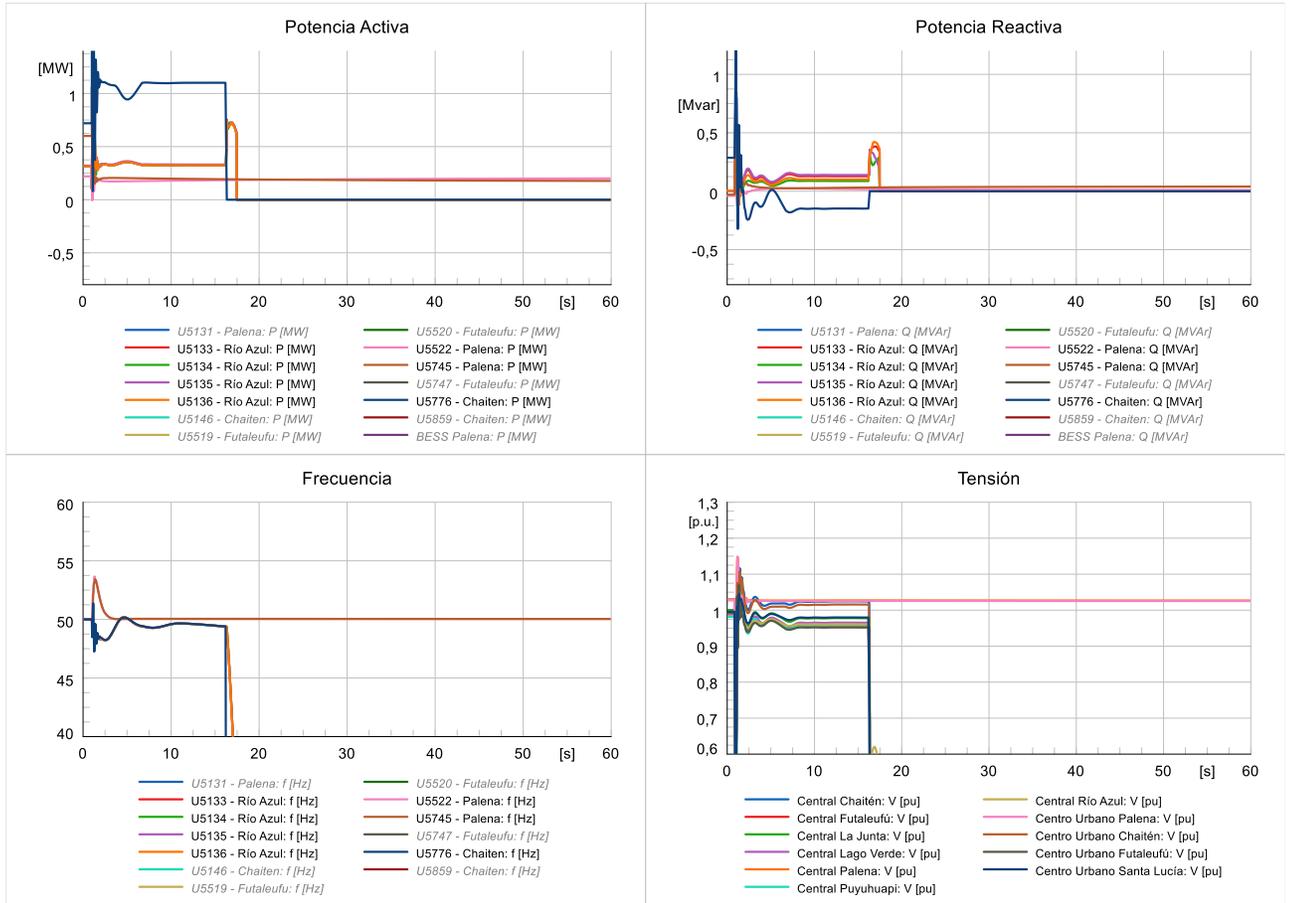
E06-G03-DM



E07-G02-DA

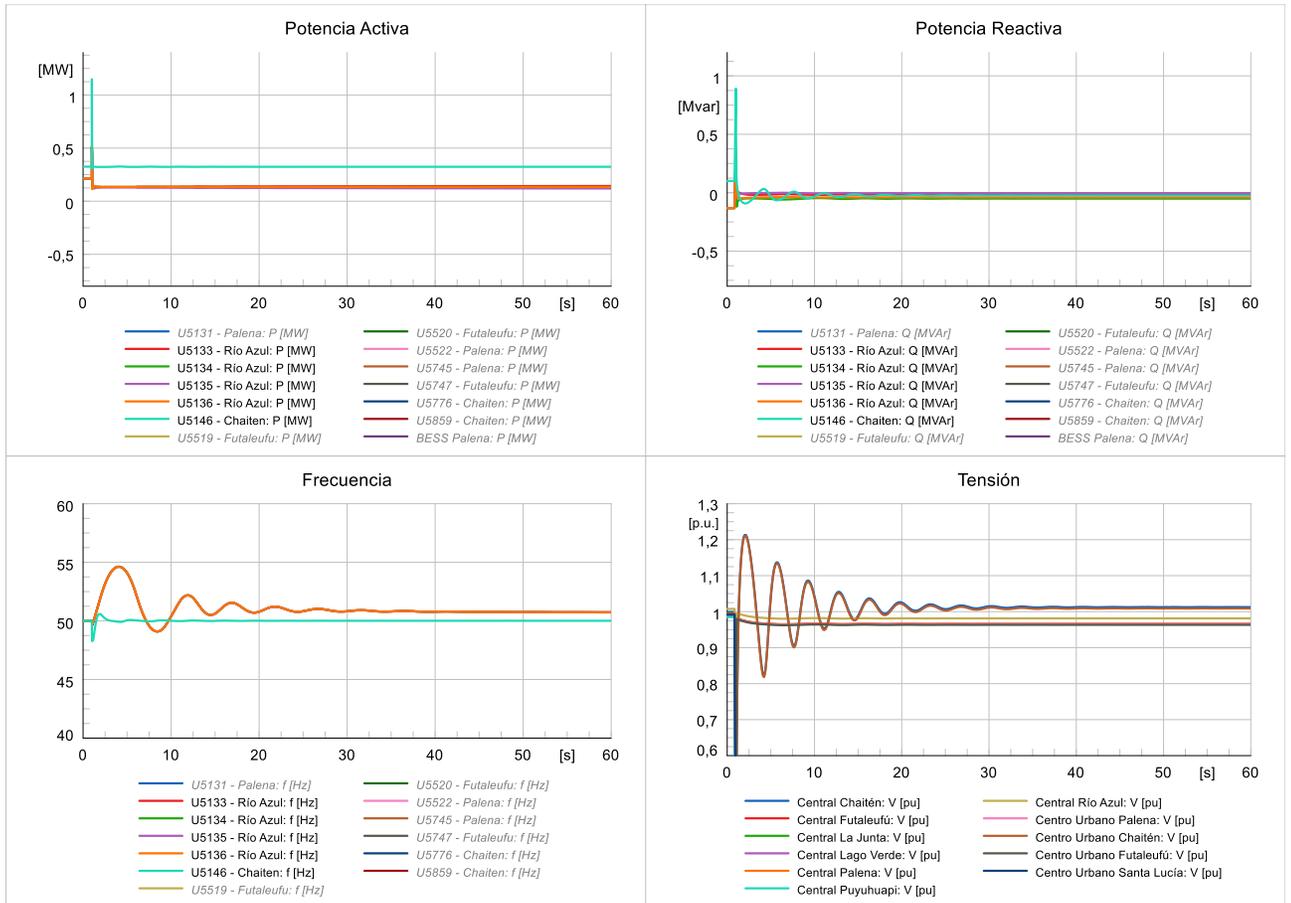


E08-G03-DA

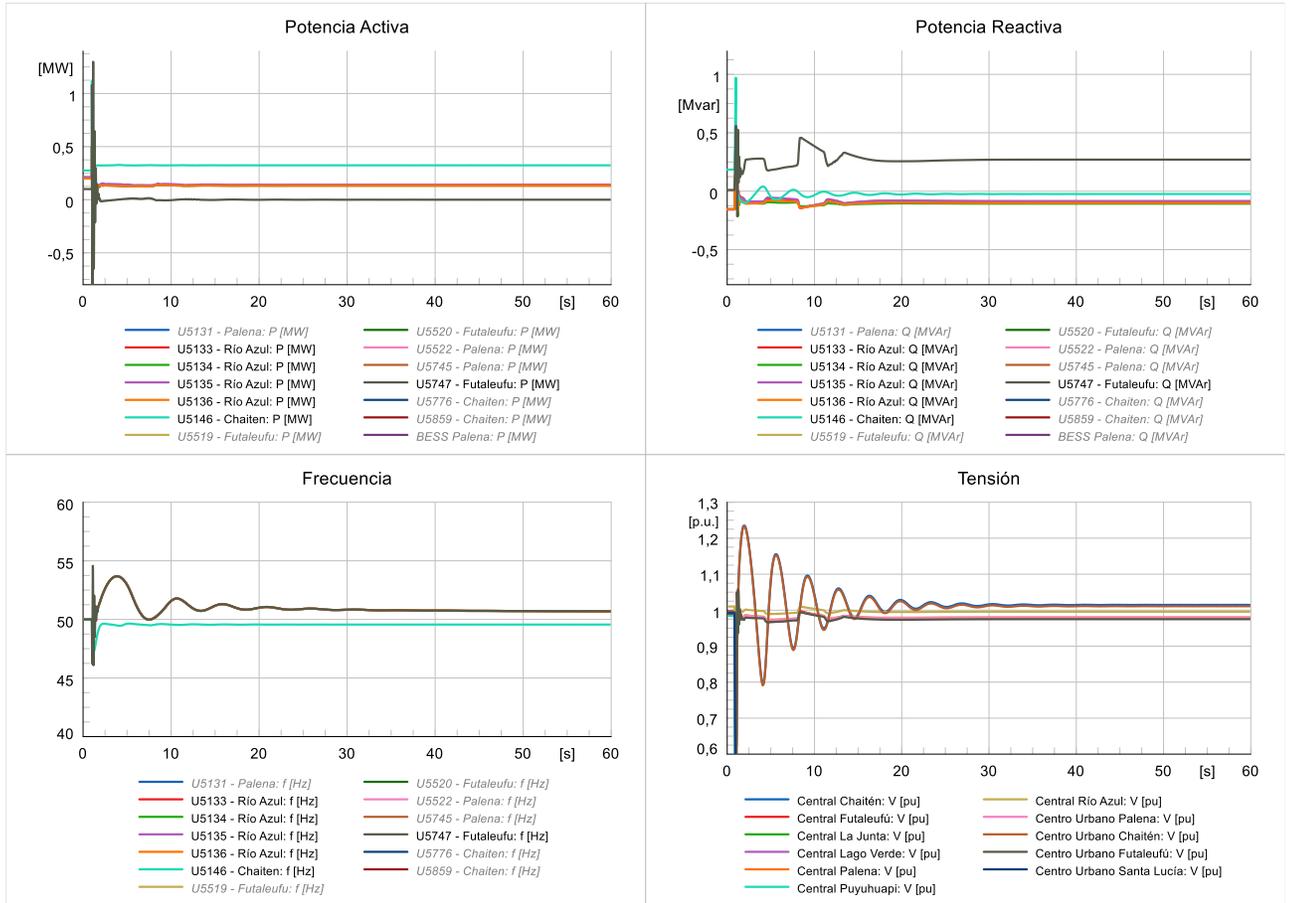


CONTINGENCIA 4: CENTRO URBANO SANTA LUCÍA

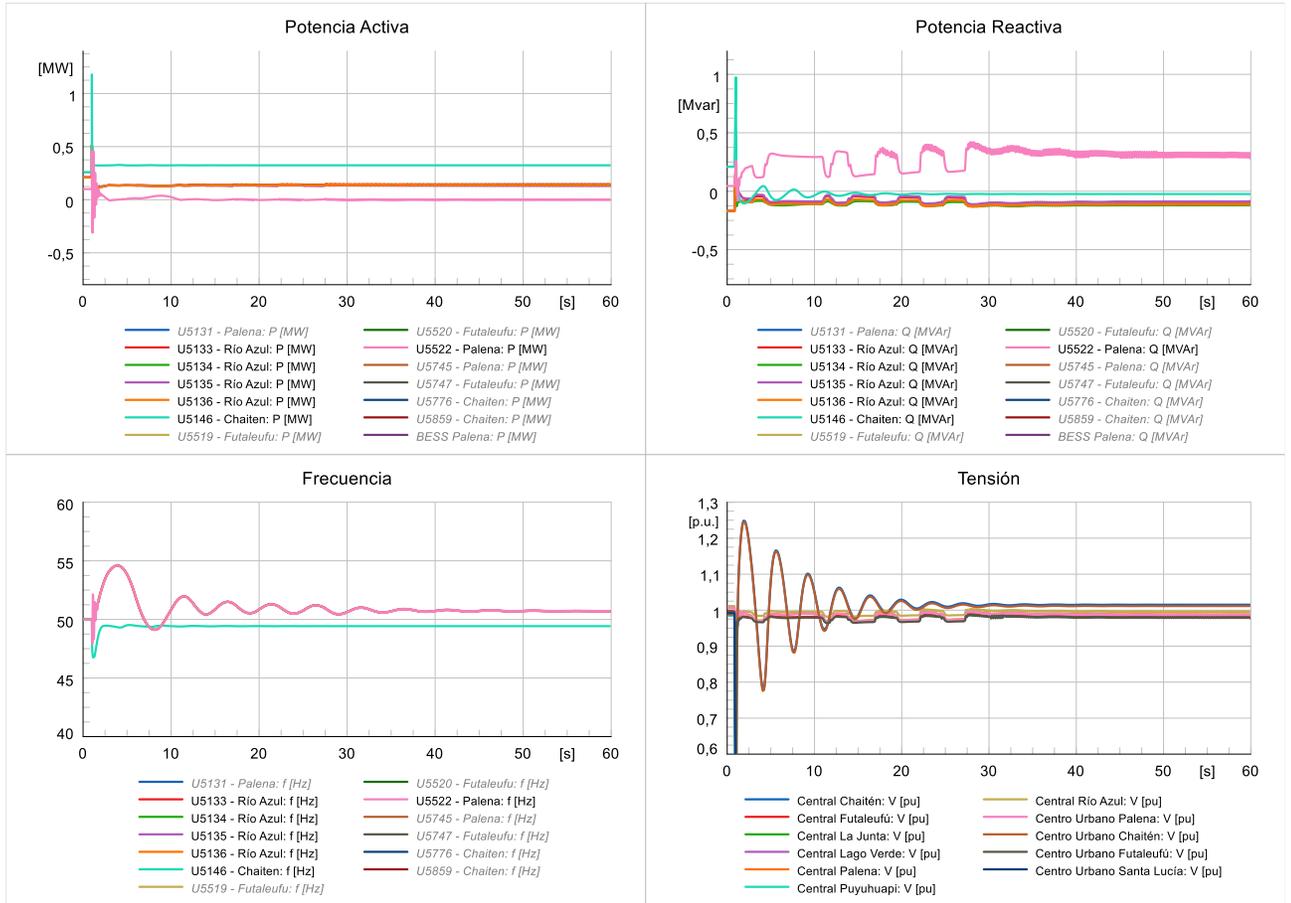
E01-G01-DB



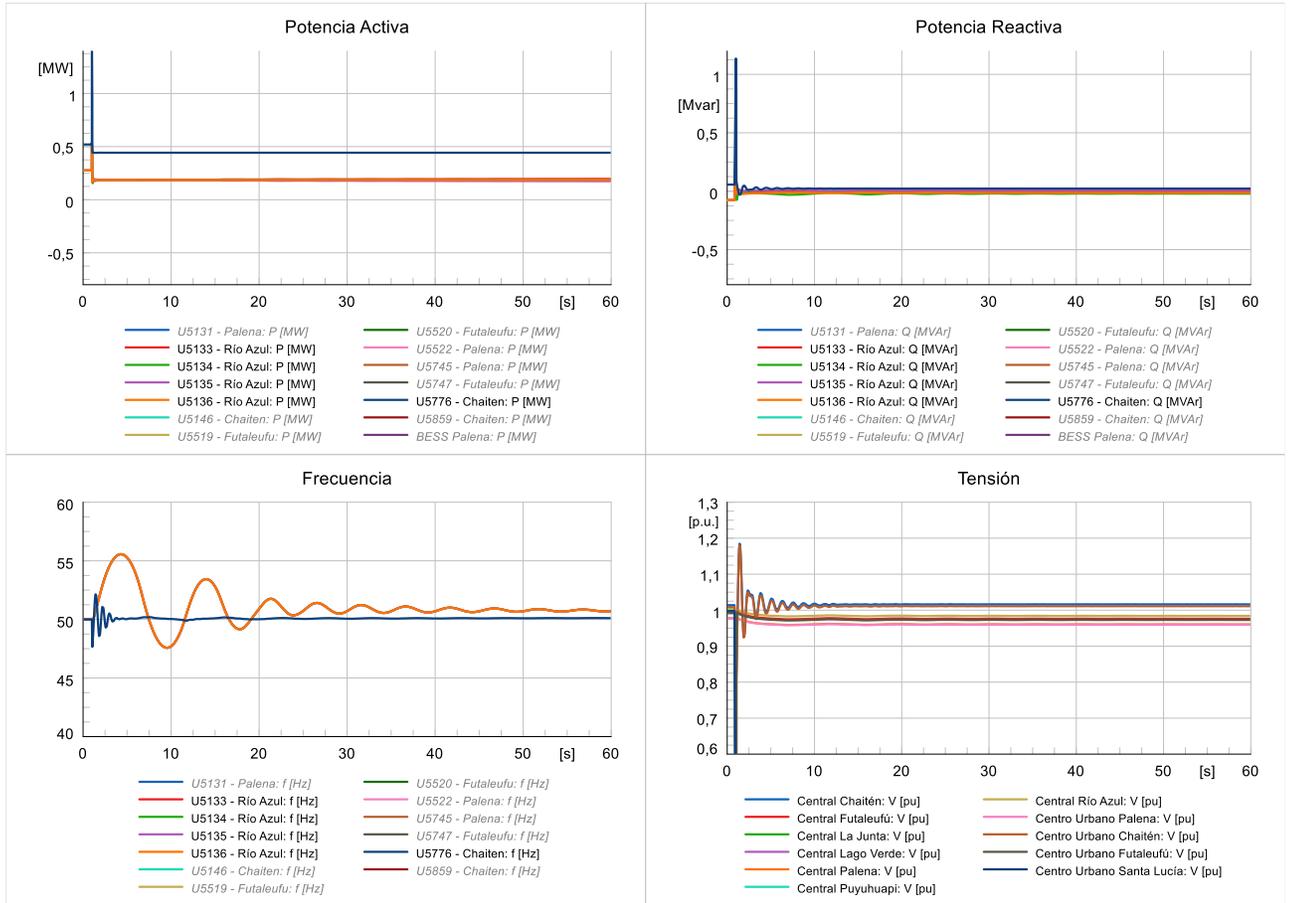
E02-G02-DB



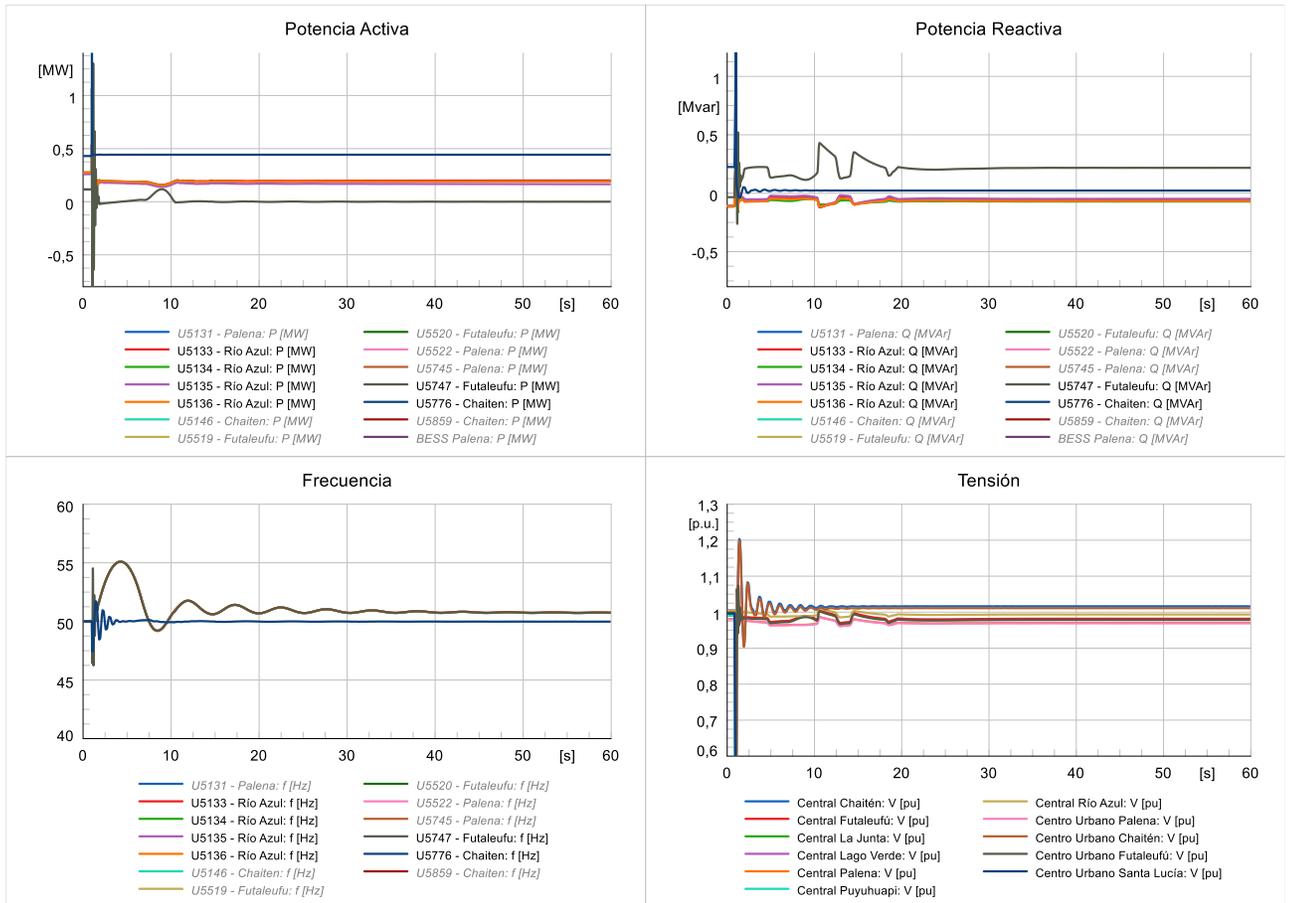
E03-G03-DB



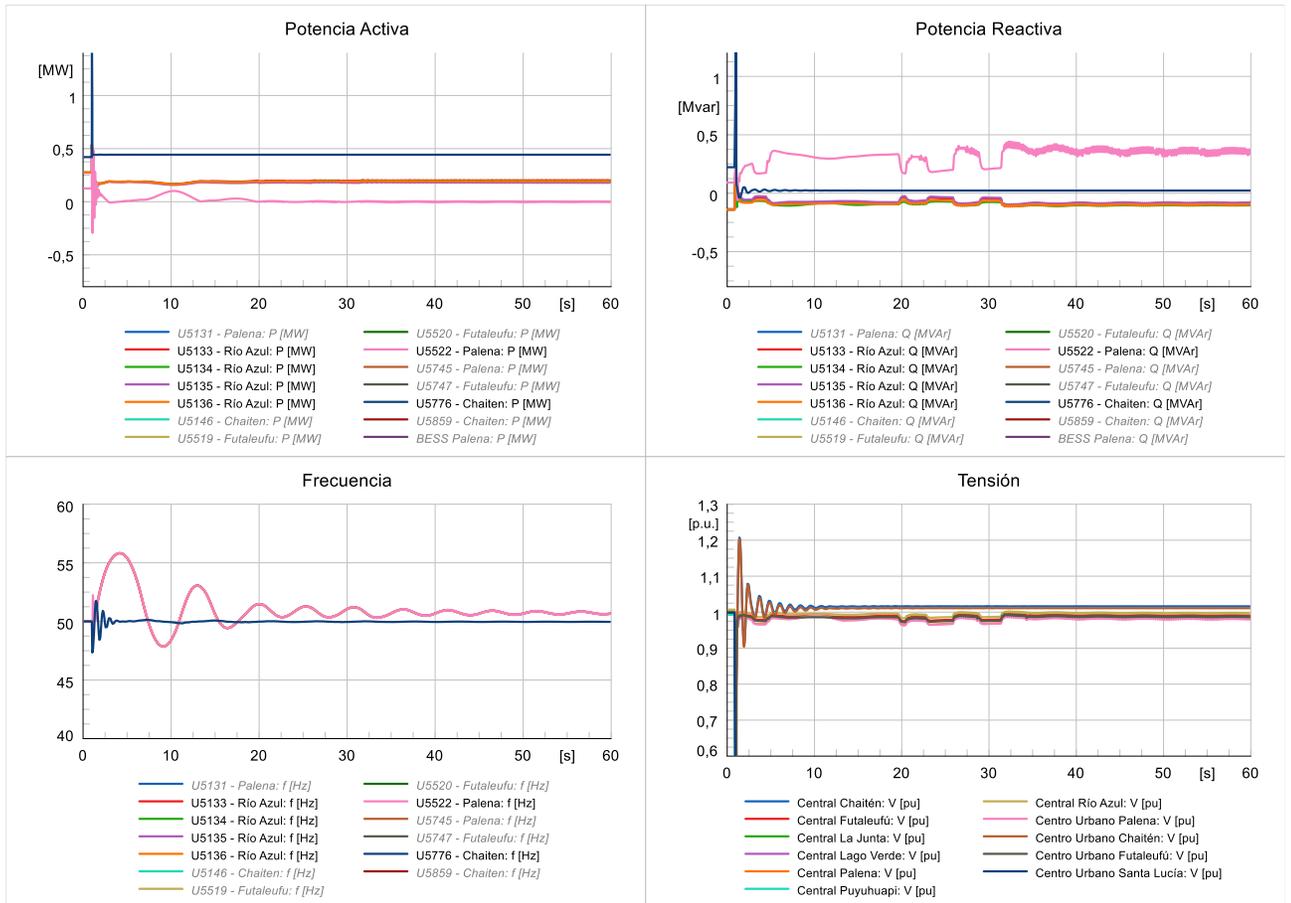
E04-G01-DM



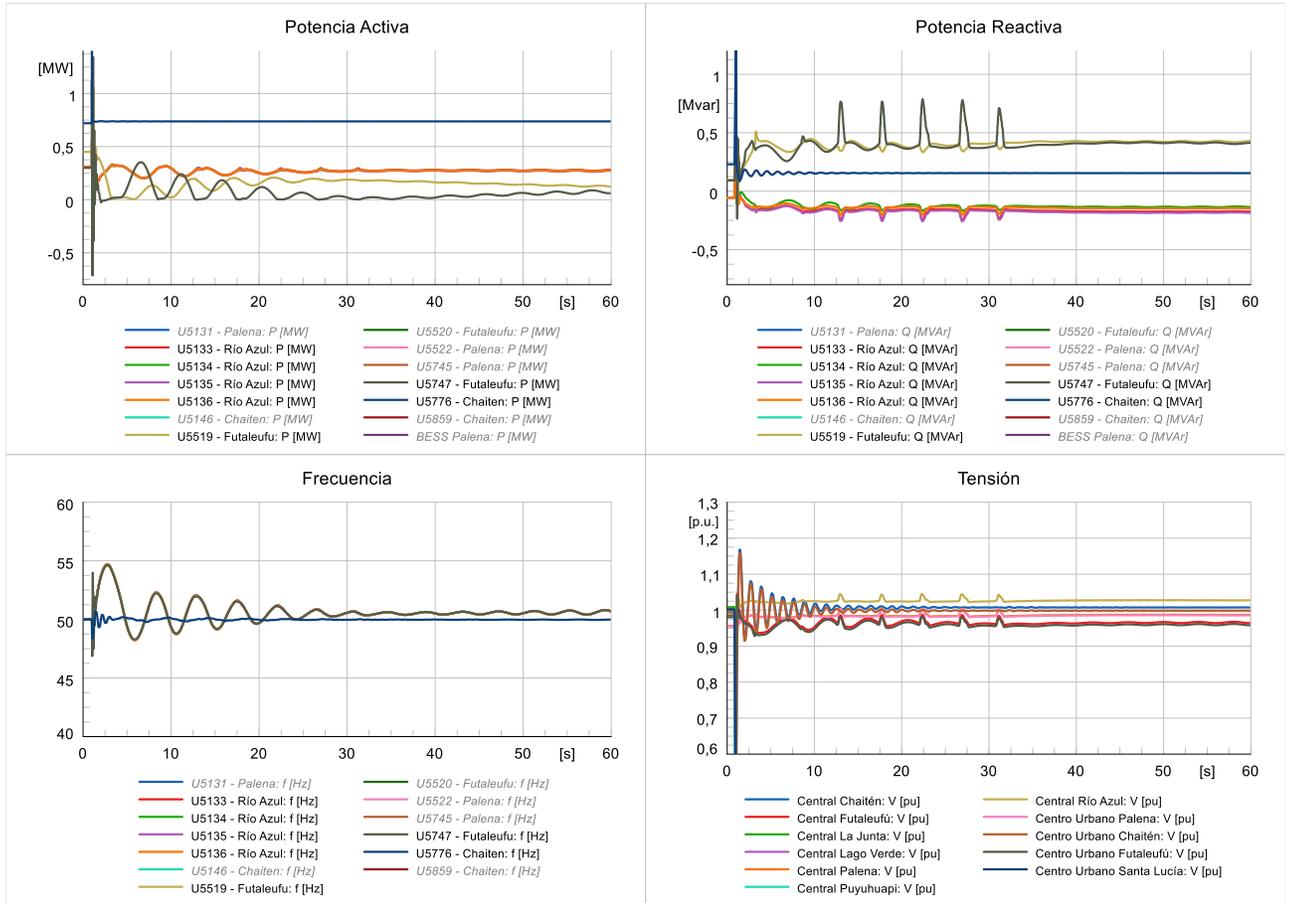
E05-G02-DM



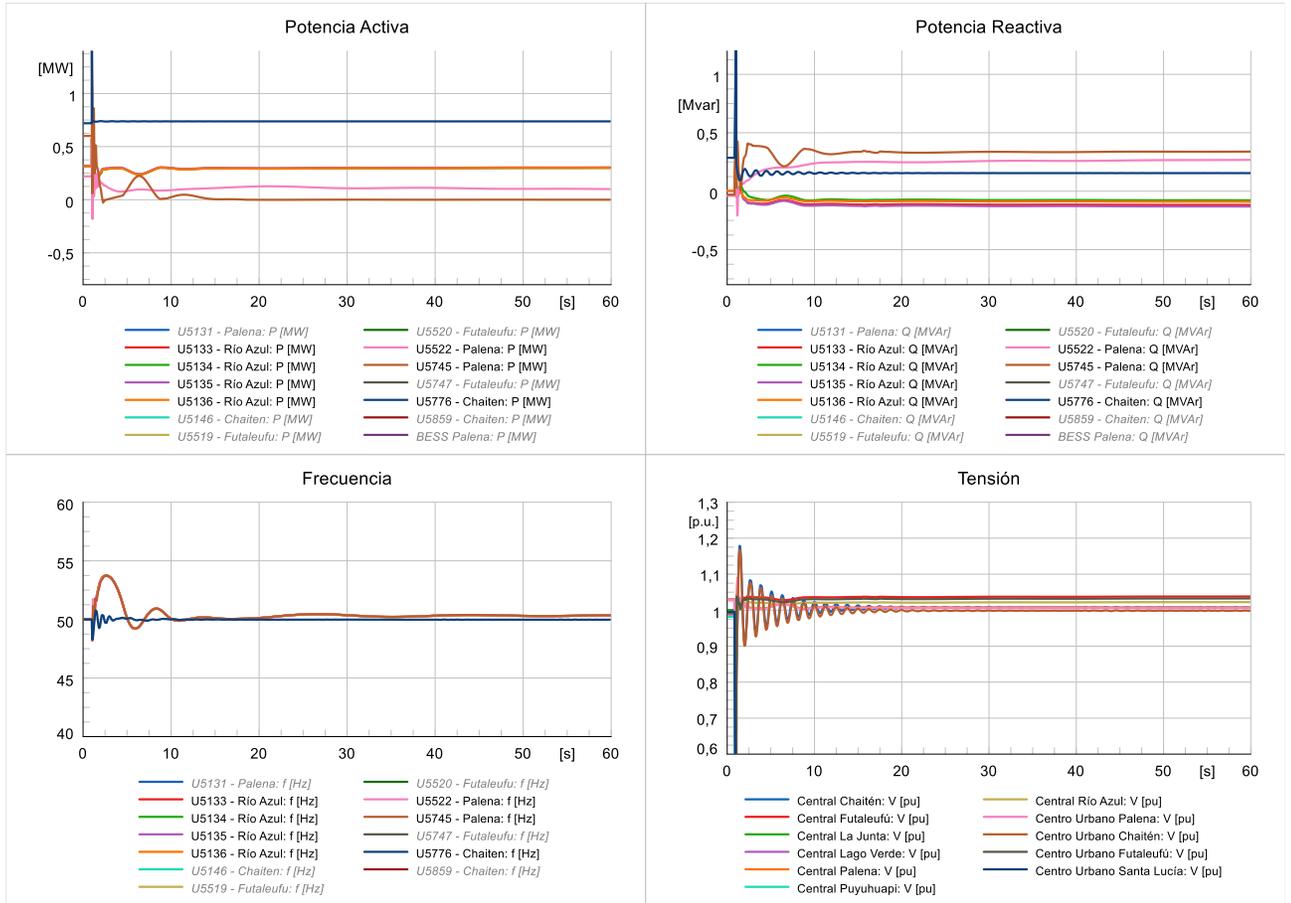
E06-G03-DM



E07-G02-DA

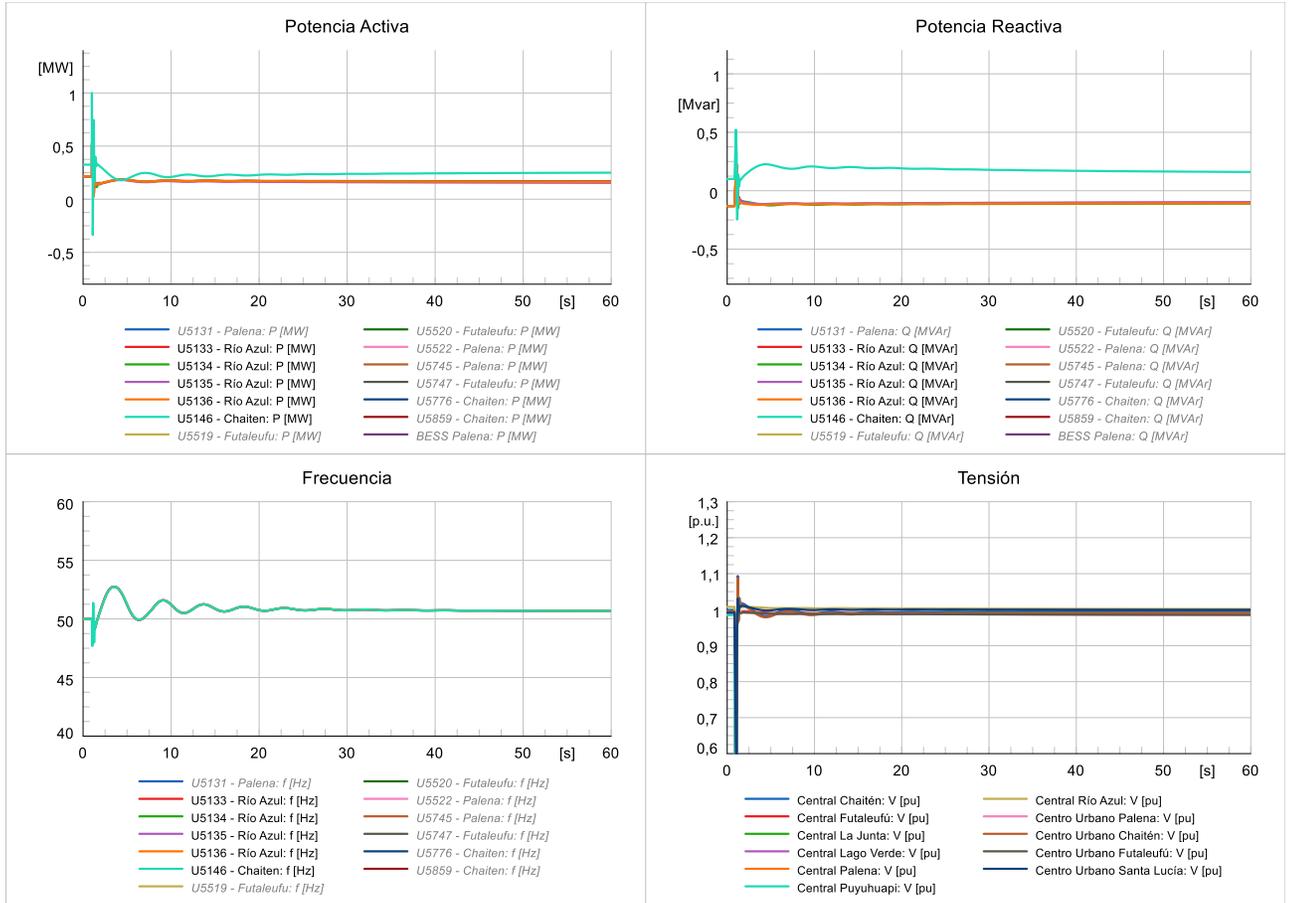


E08-G03-DA

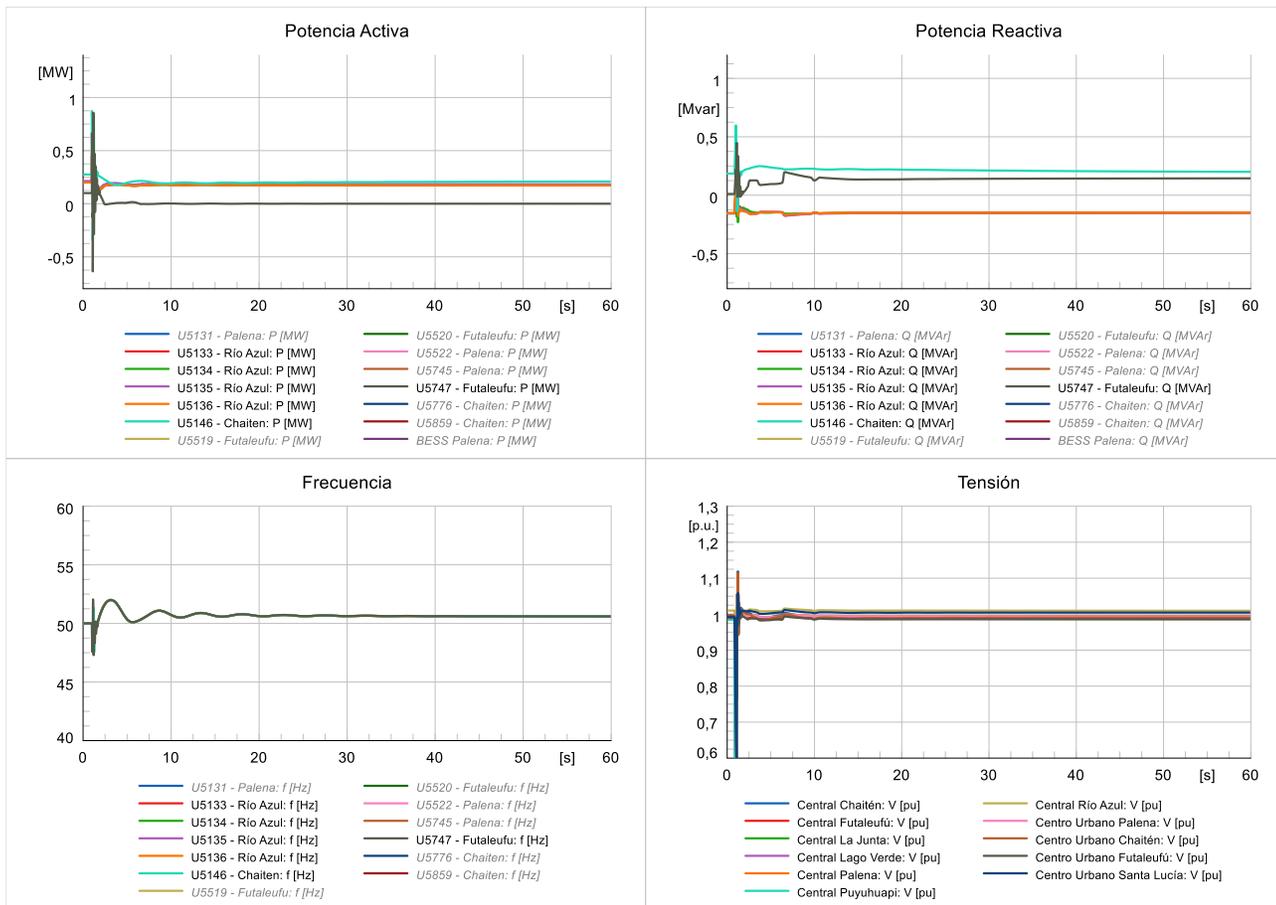


CONTINGENCIA 5: CENTRO URBANO LA JUNTA

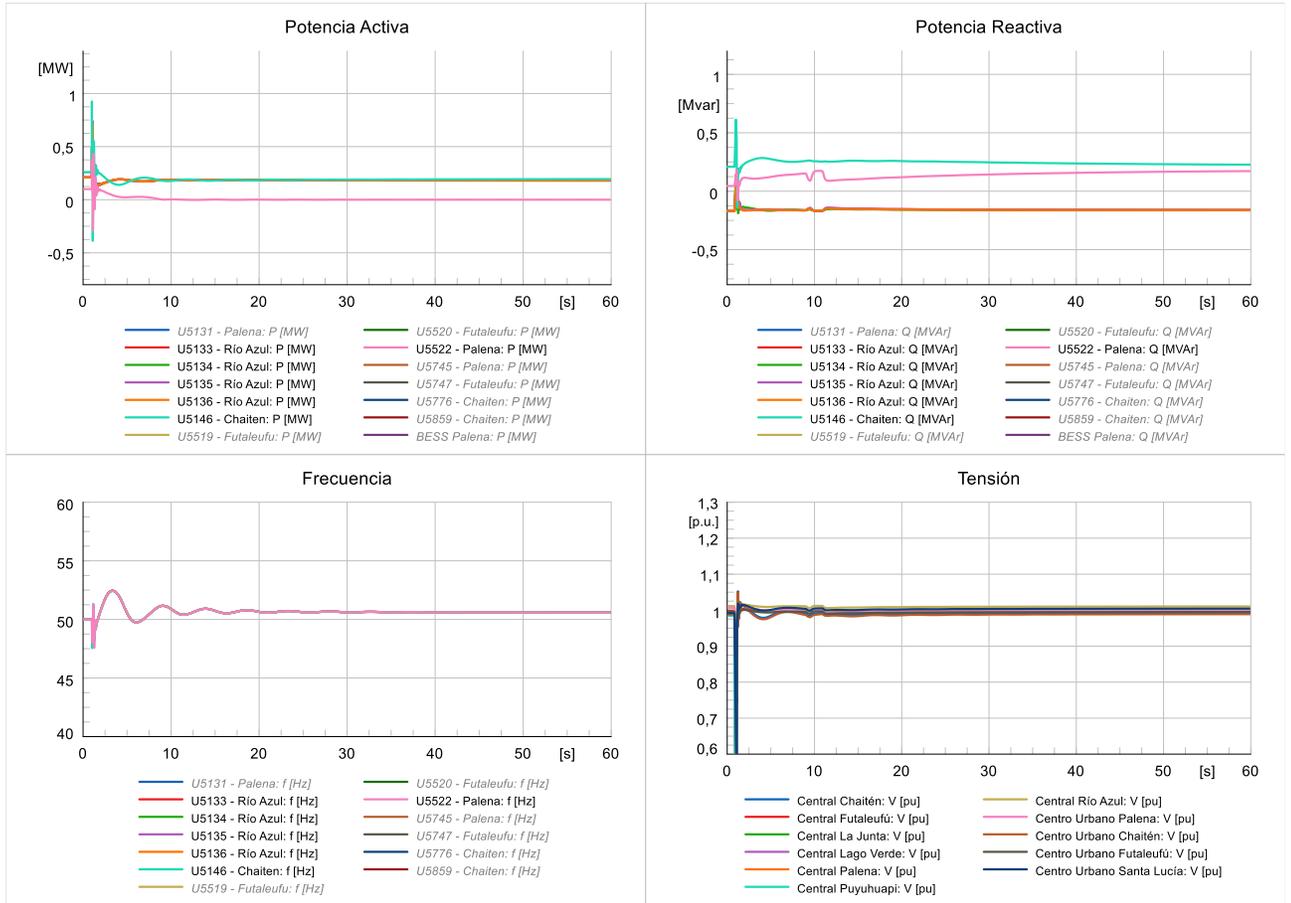
E01-G01-DB



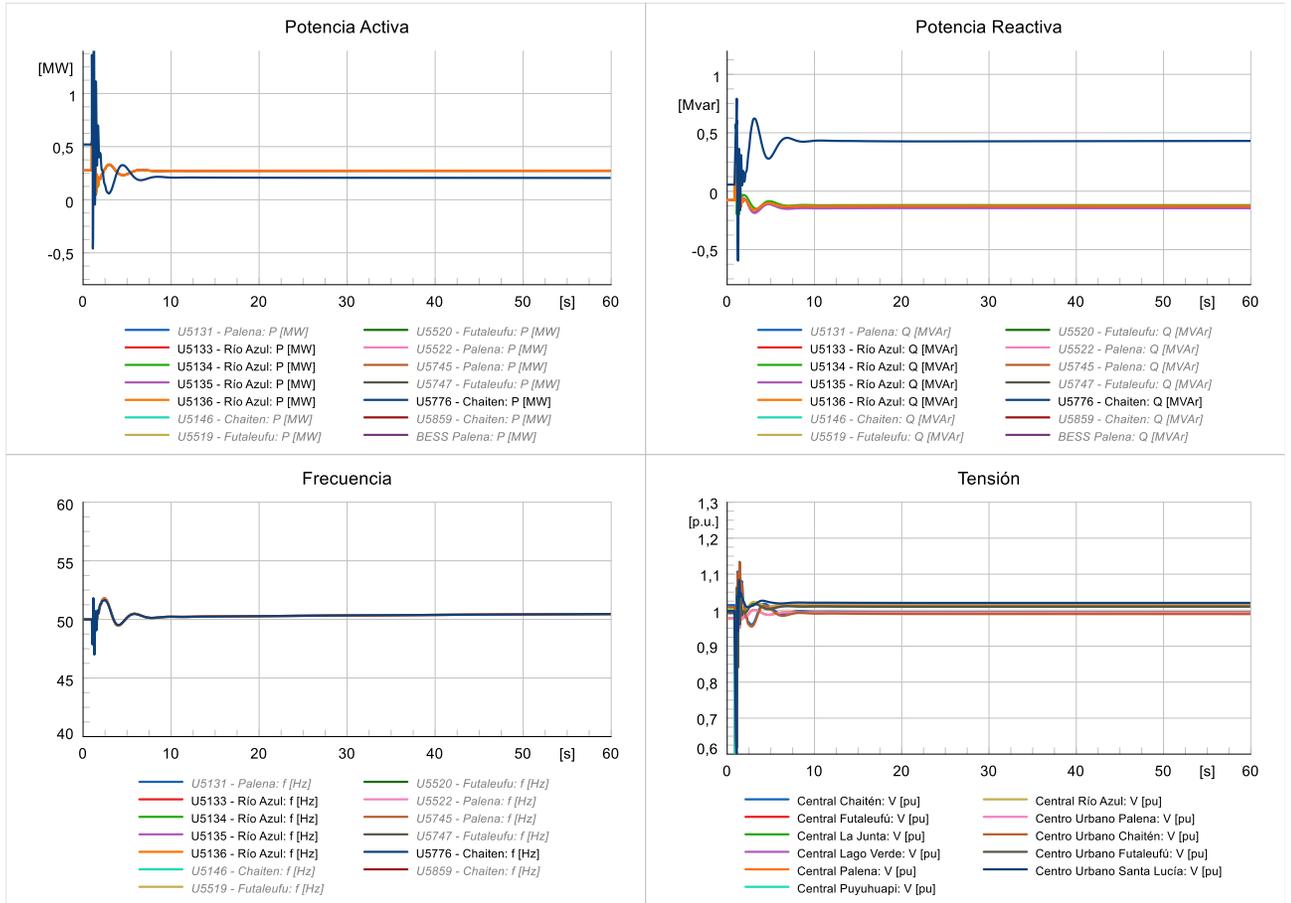
E02-G02-DB



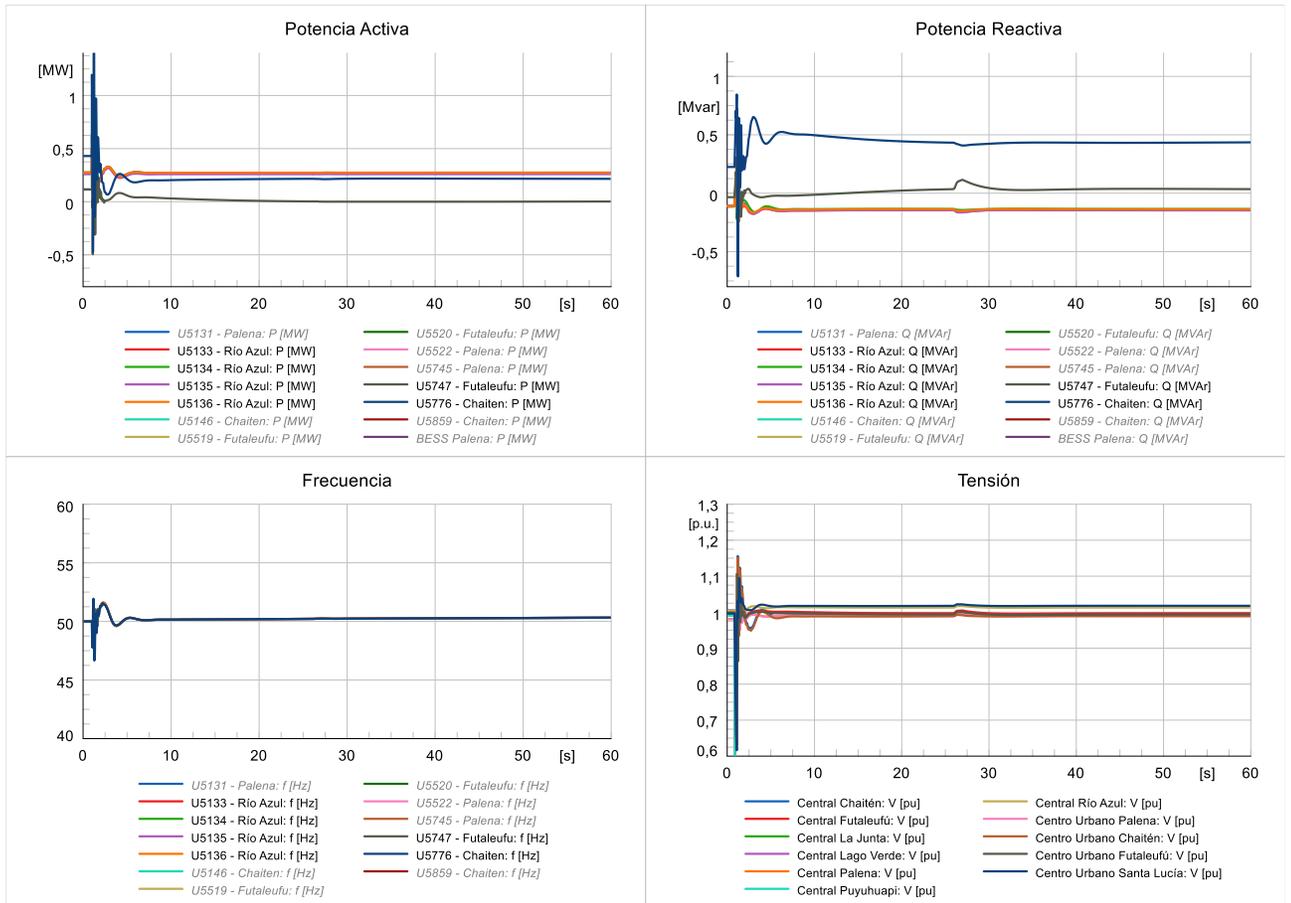
E03-G03-DB



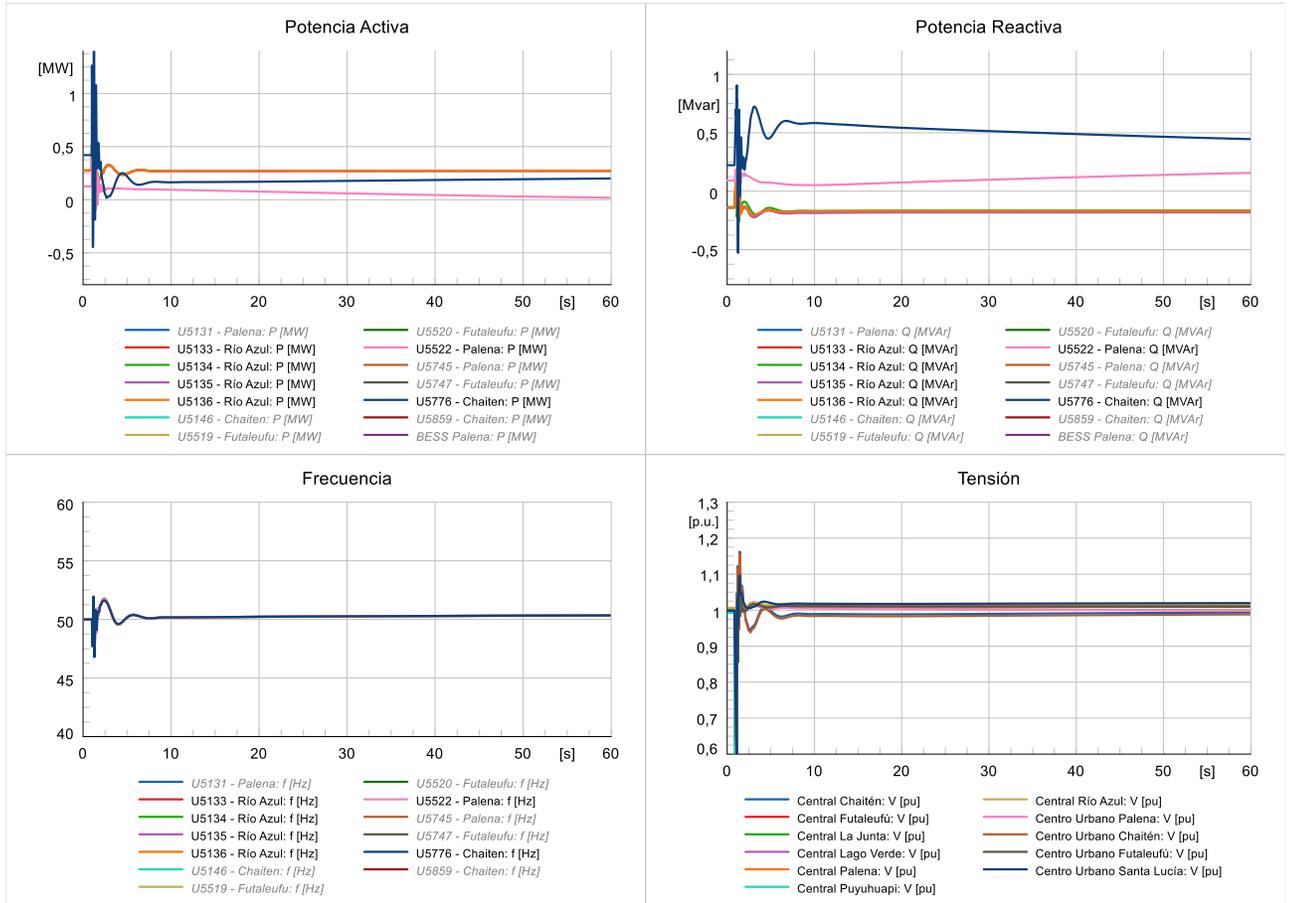
E04-G01-DM



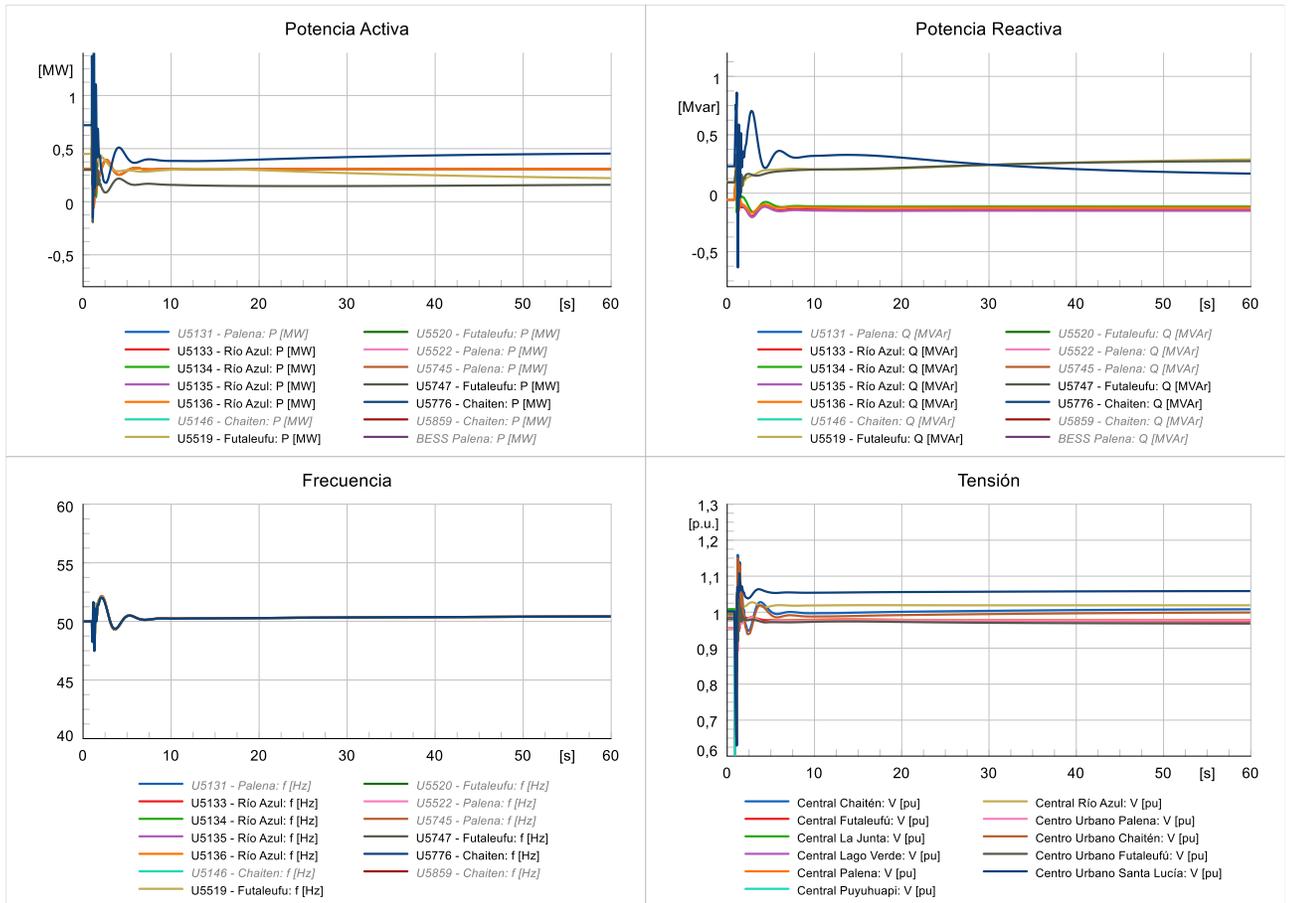
E05-G02-DM



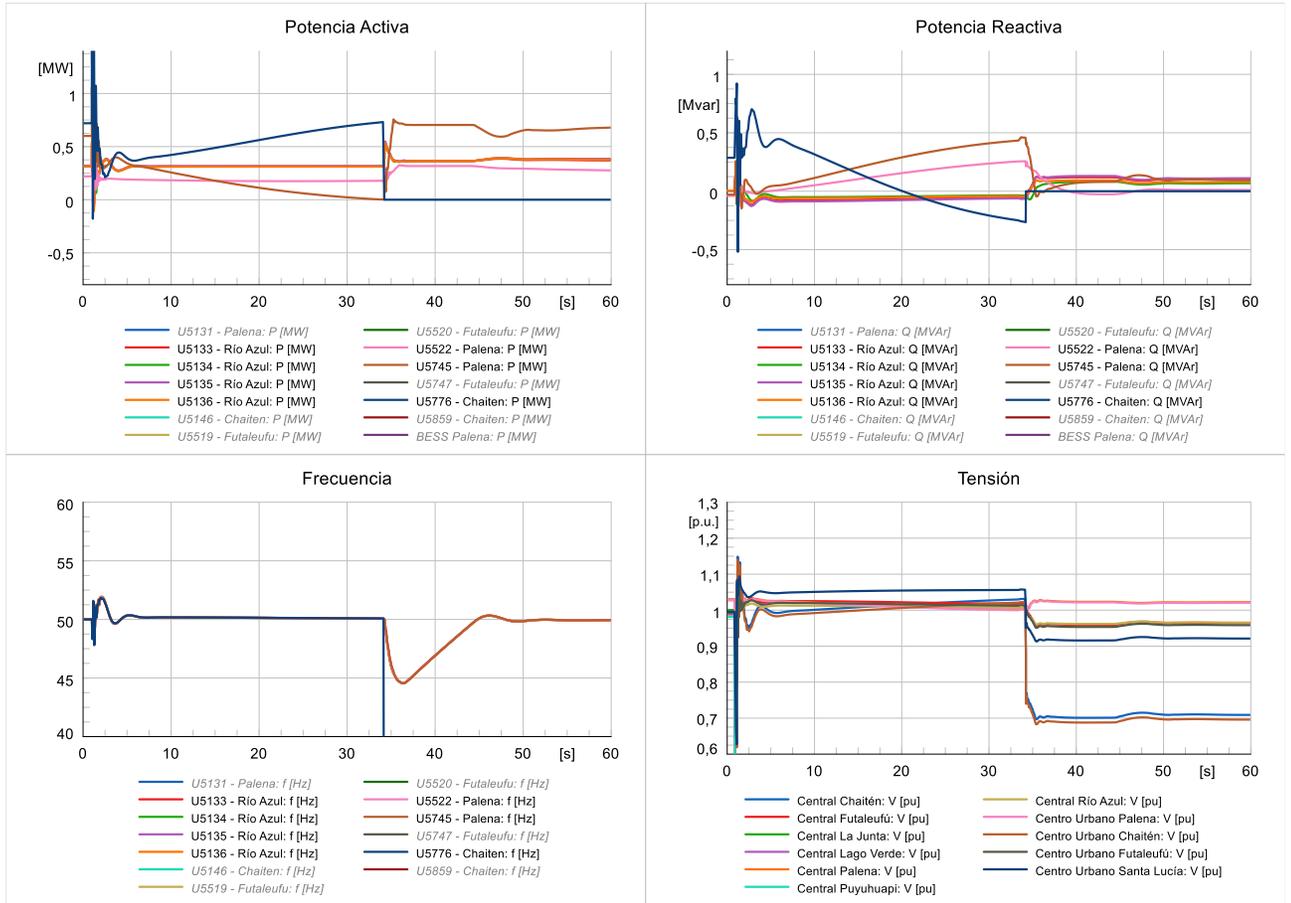
E06-G03-DM



E07-G02-DA

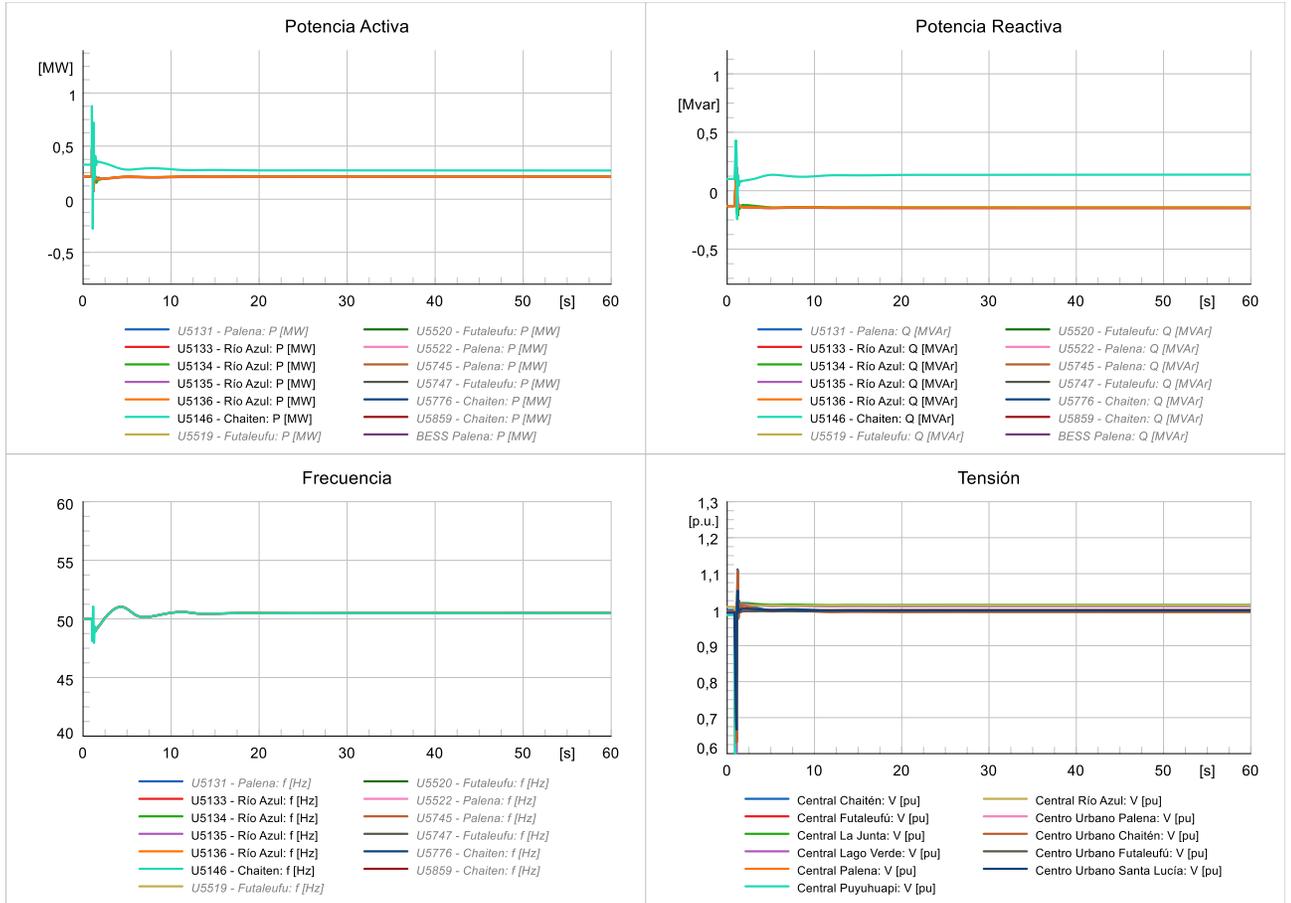


E08-G03-DA

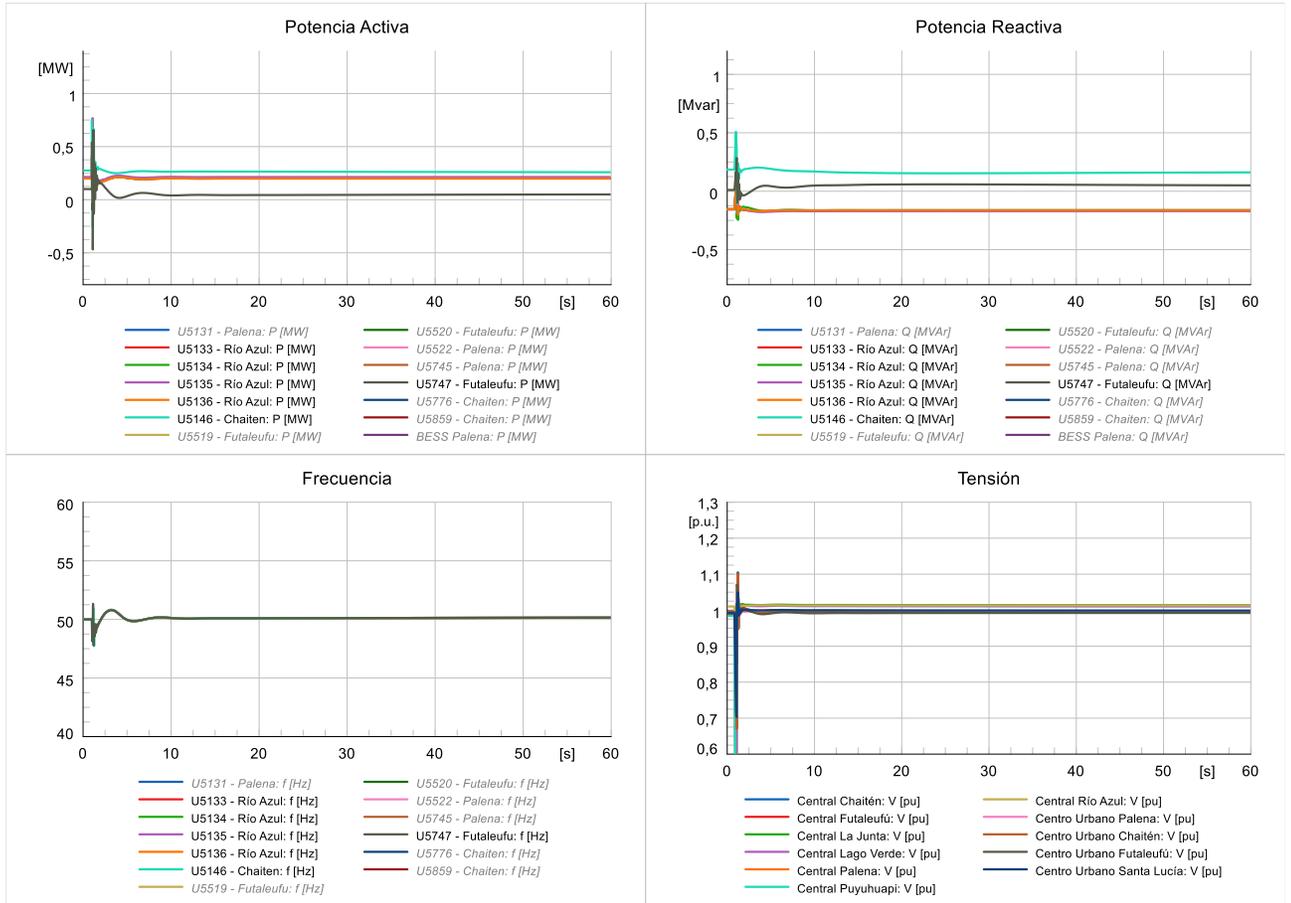


CONTINGENCIA 6: CENTRO URBANO PUYUHUAPI

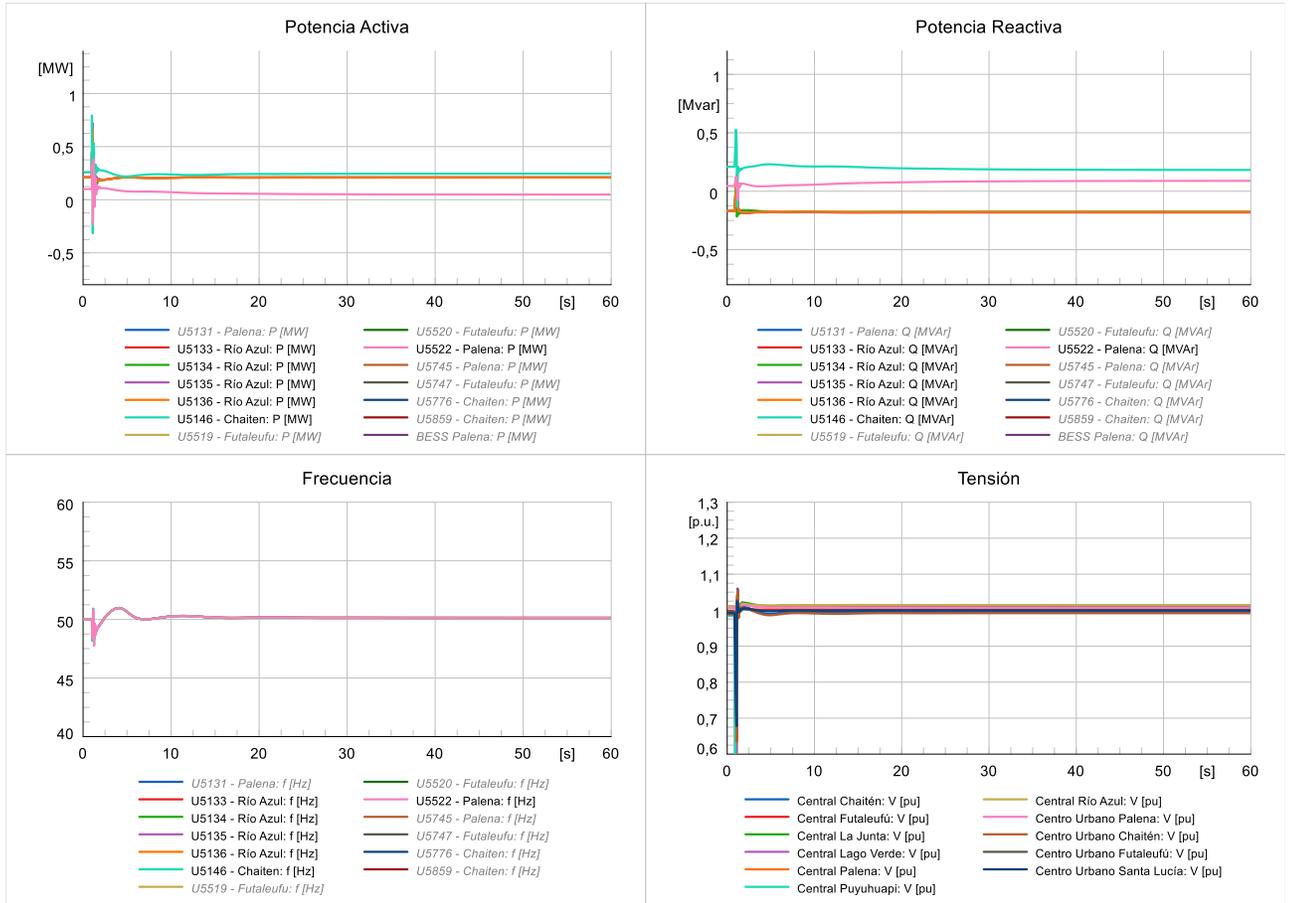
E01-G01-DB



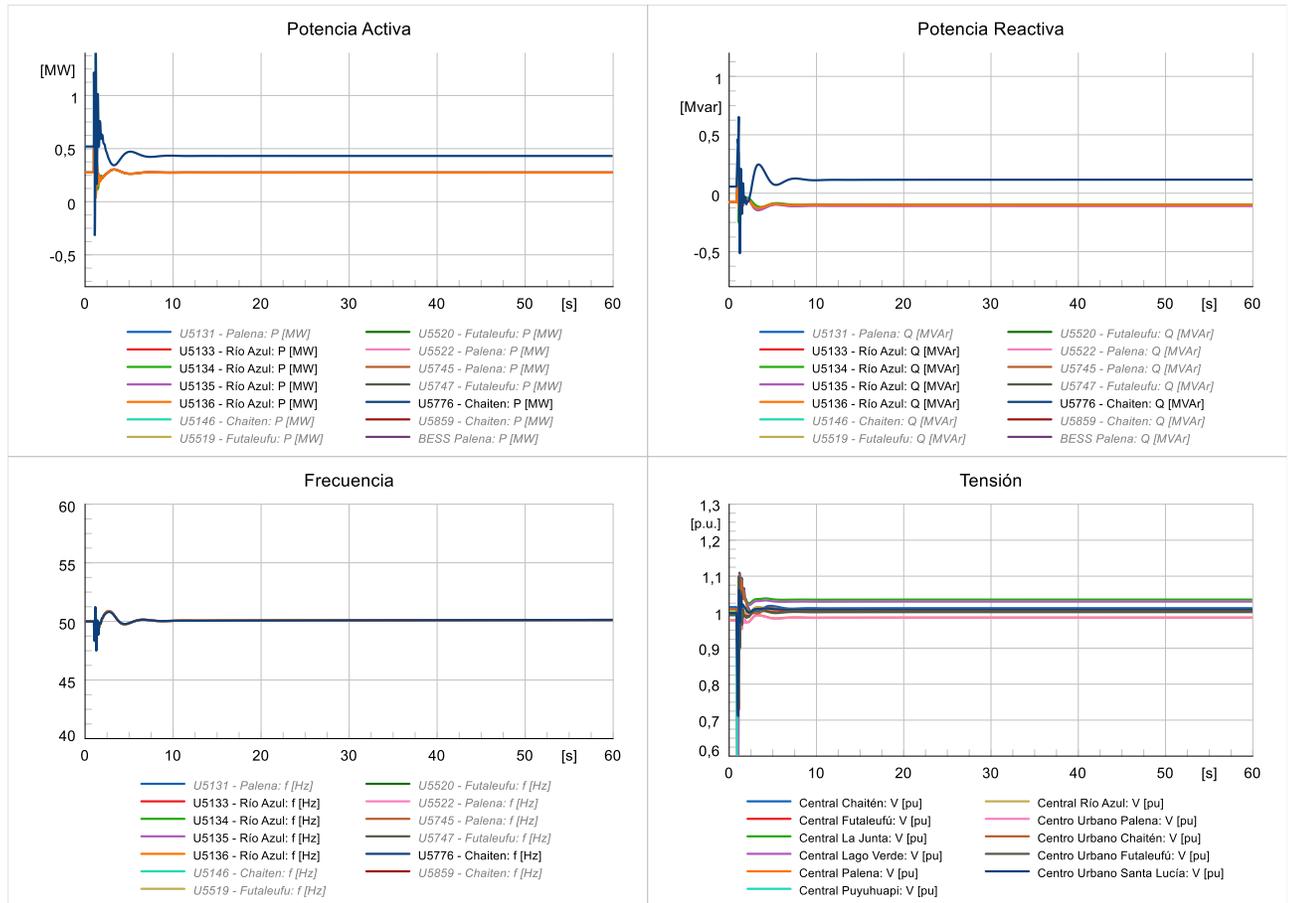
E02-G02-DB



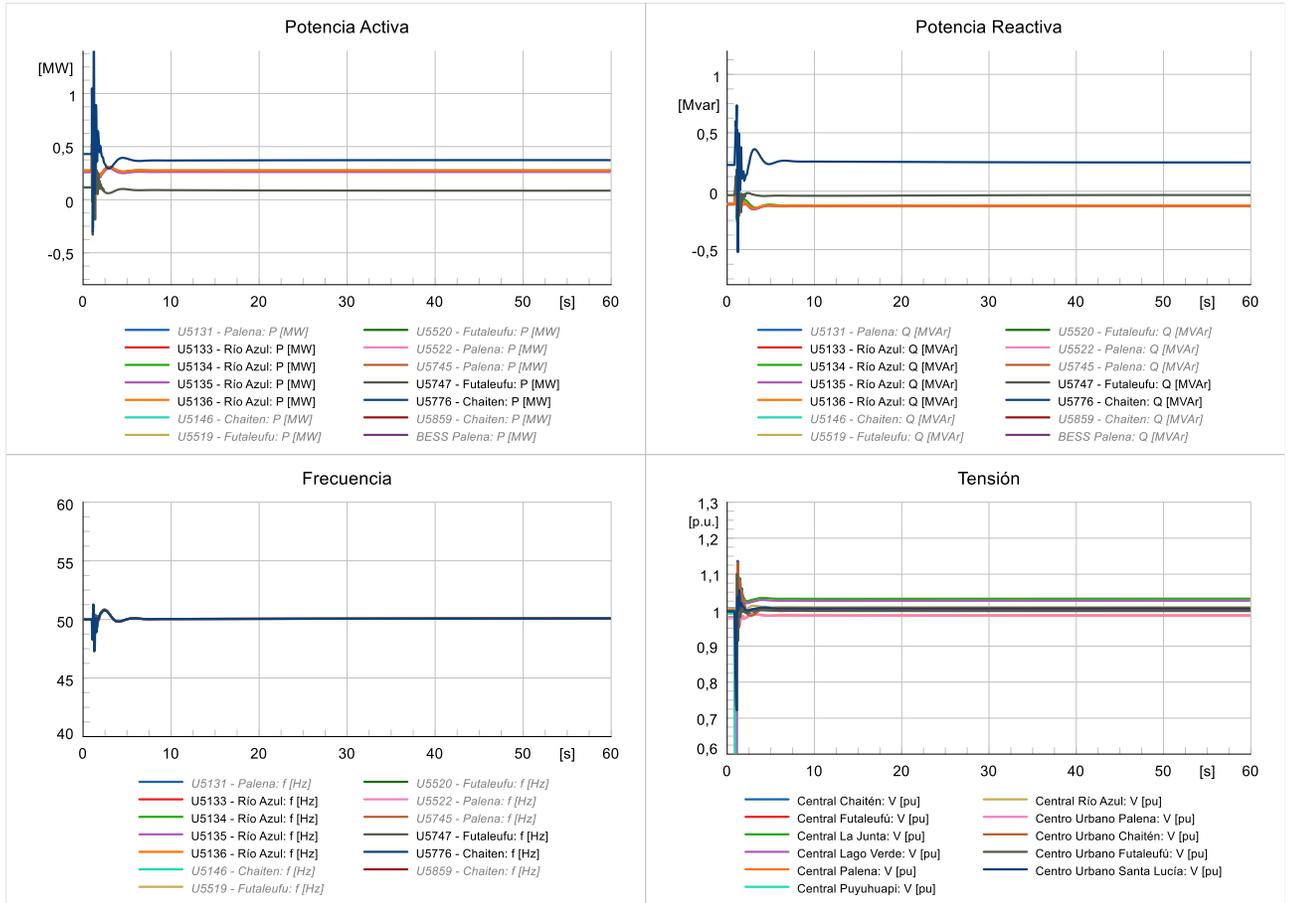
E03-G03-DB



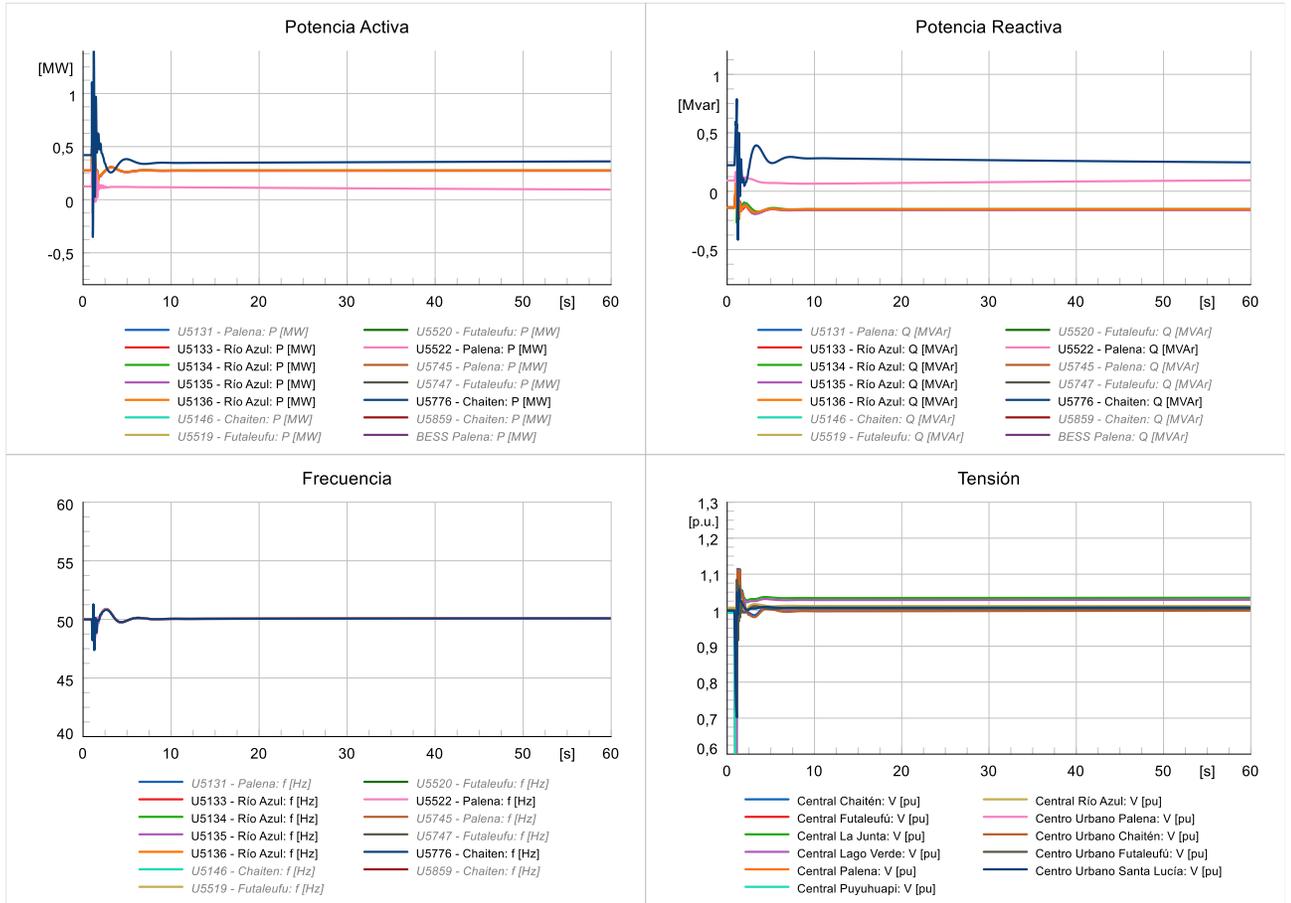
E04-G01-DM



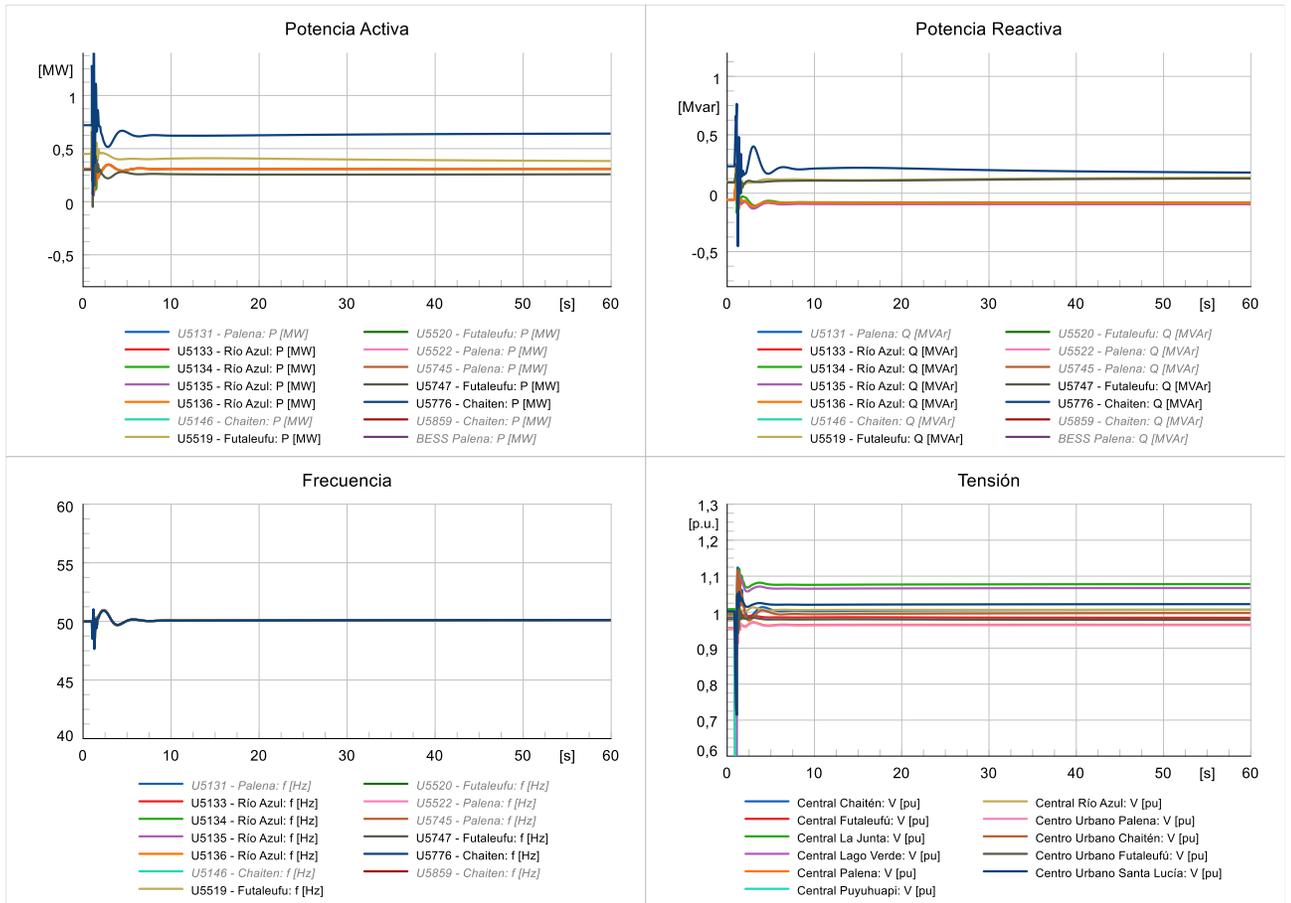
E05-G02-DM



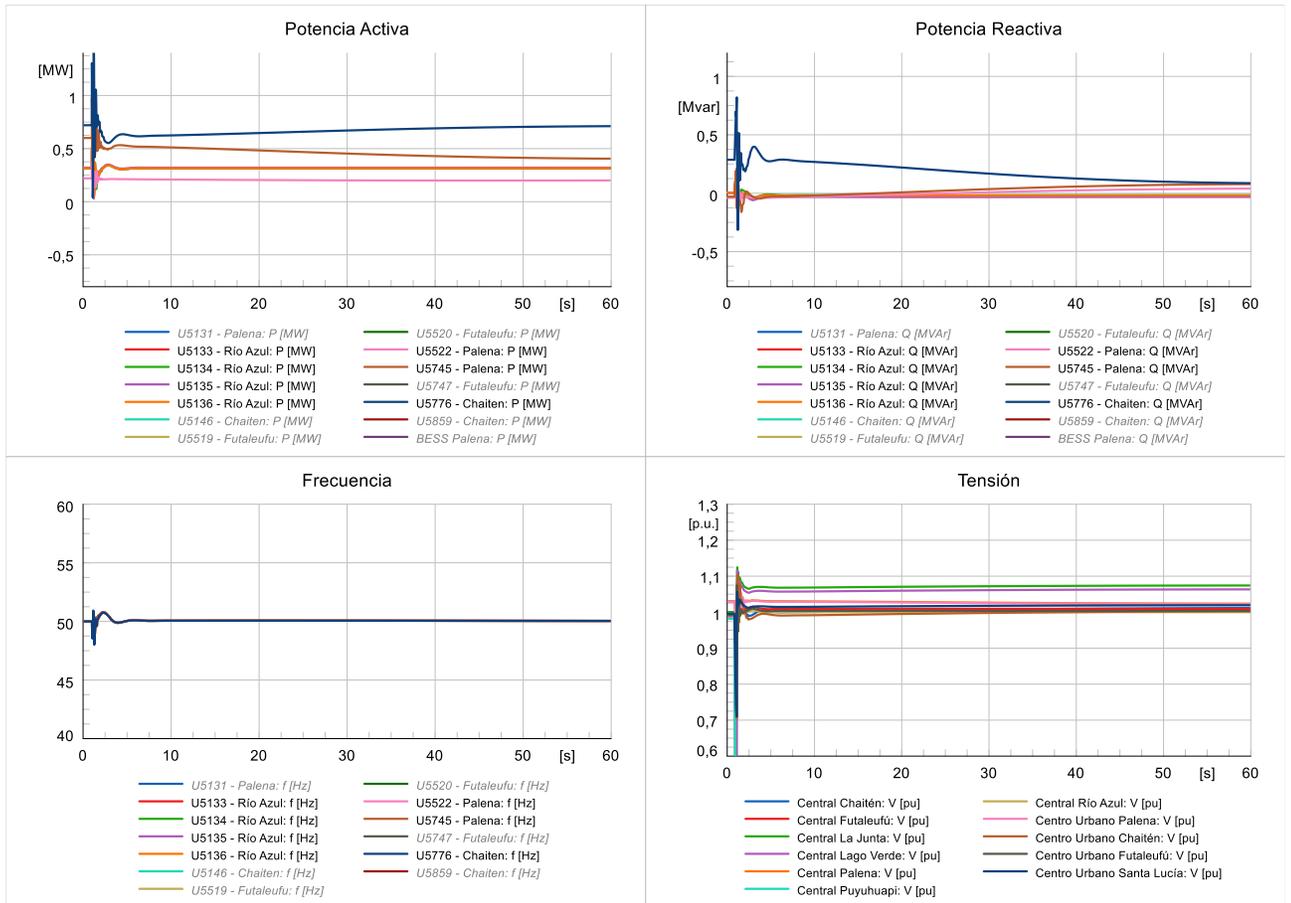
E06-G03-DM



E07-G02-DA

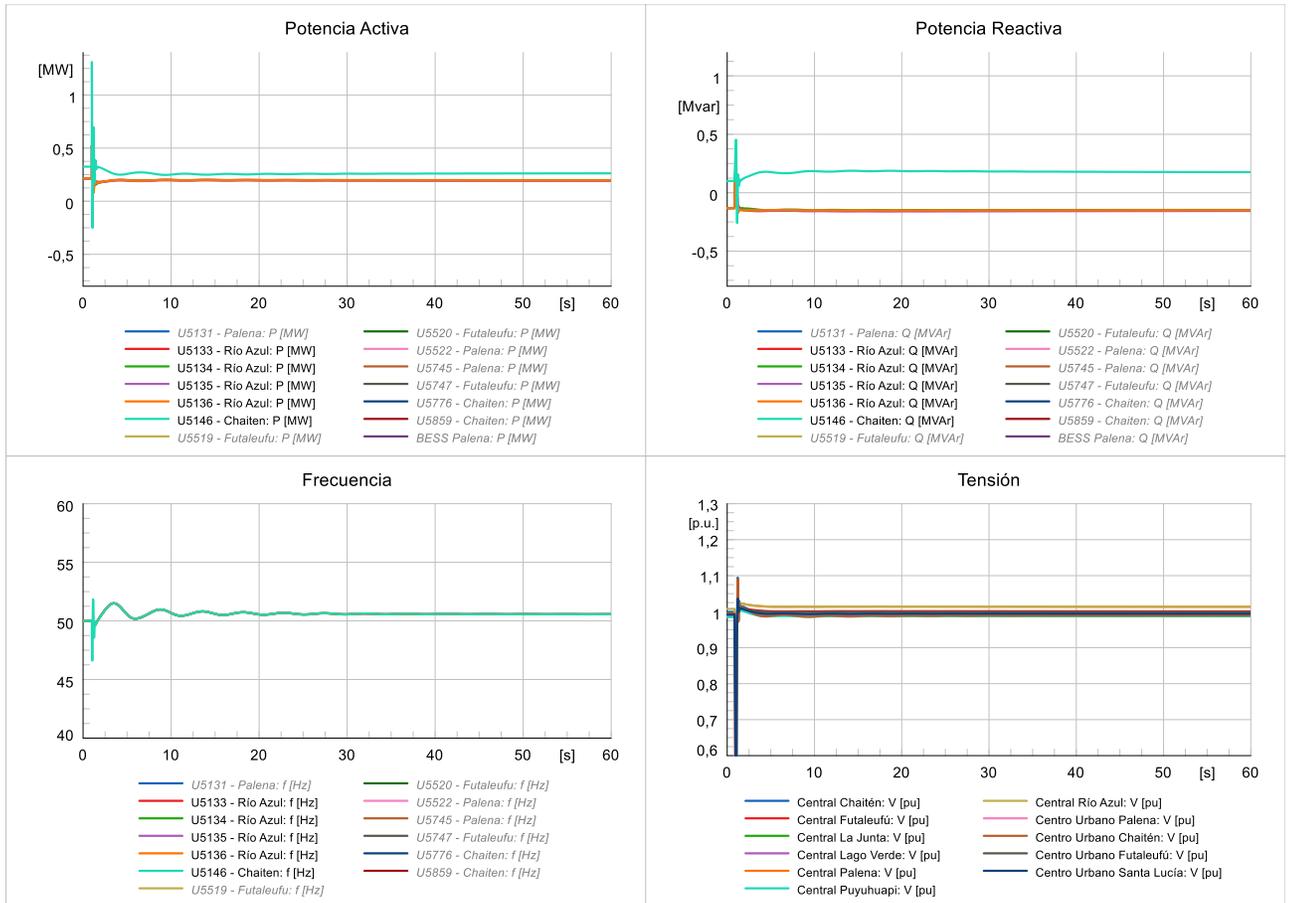


E08-G03-DA

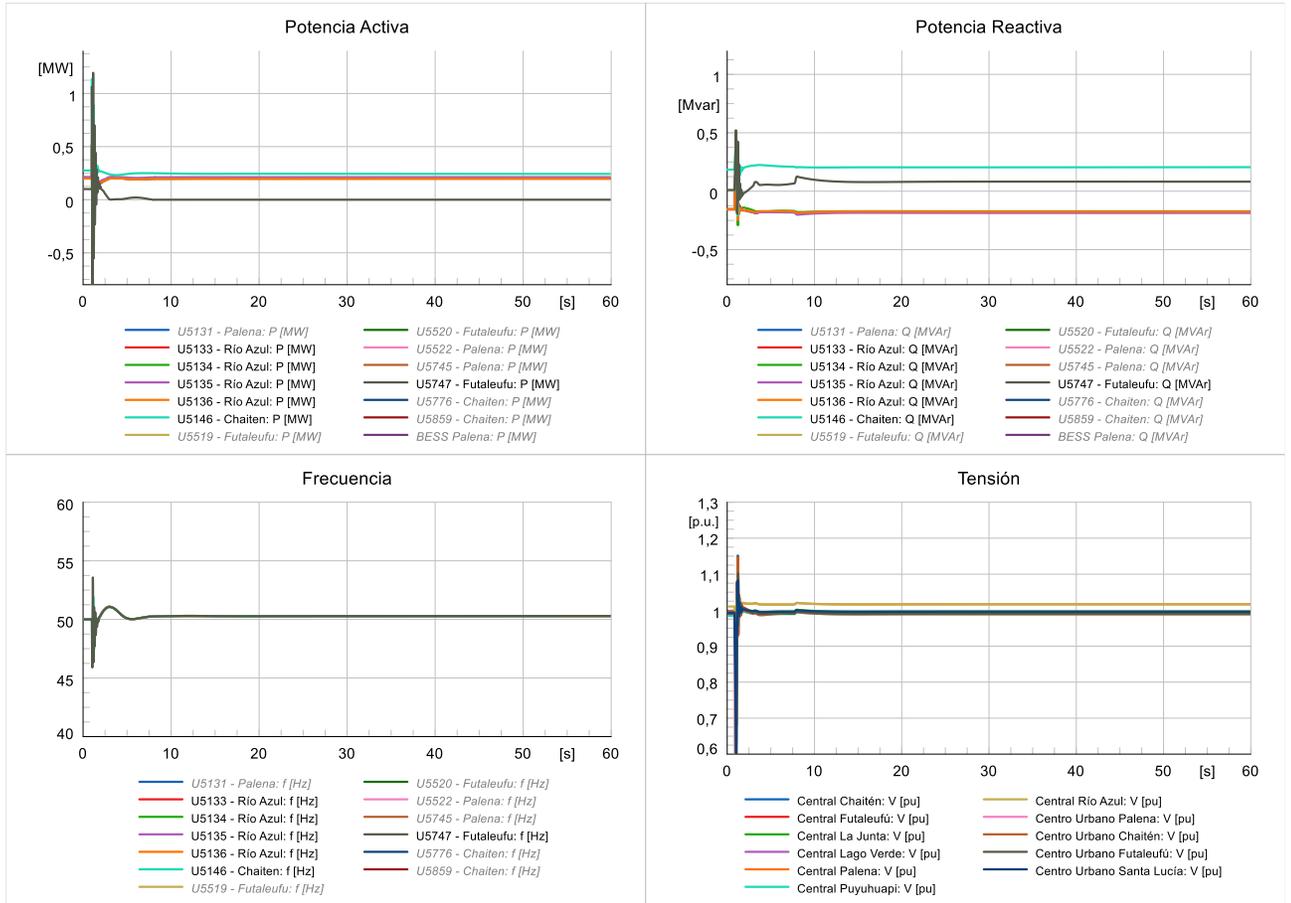


CONTINGENCIA 7: CENTRO URBANO PALENA

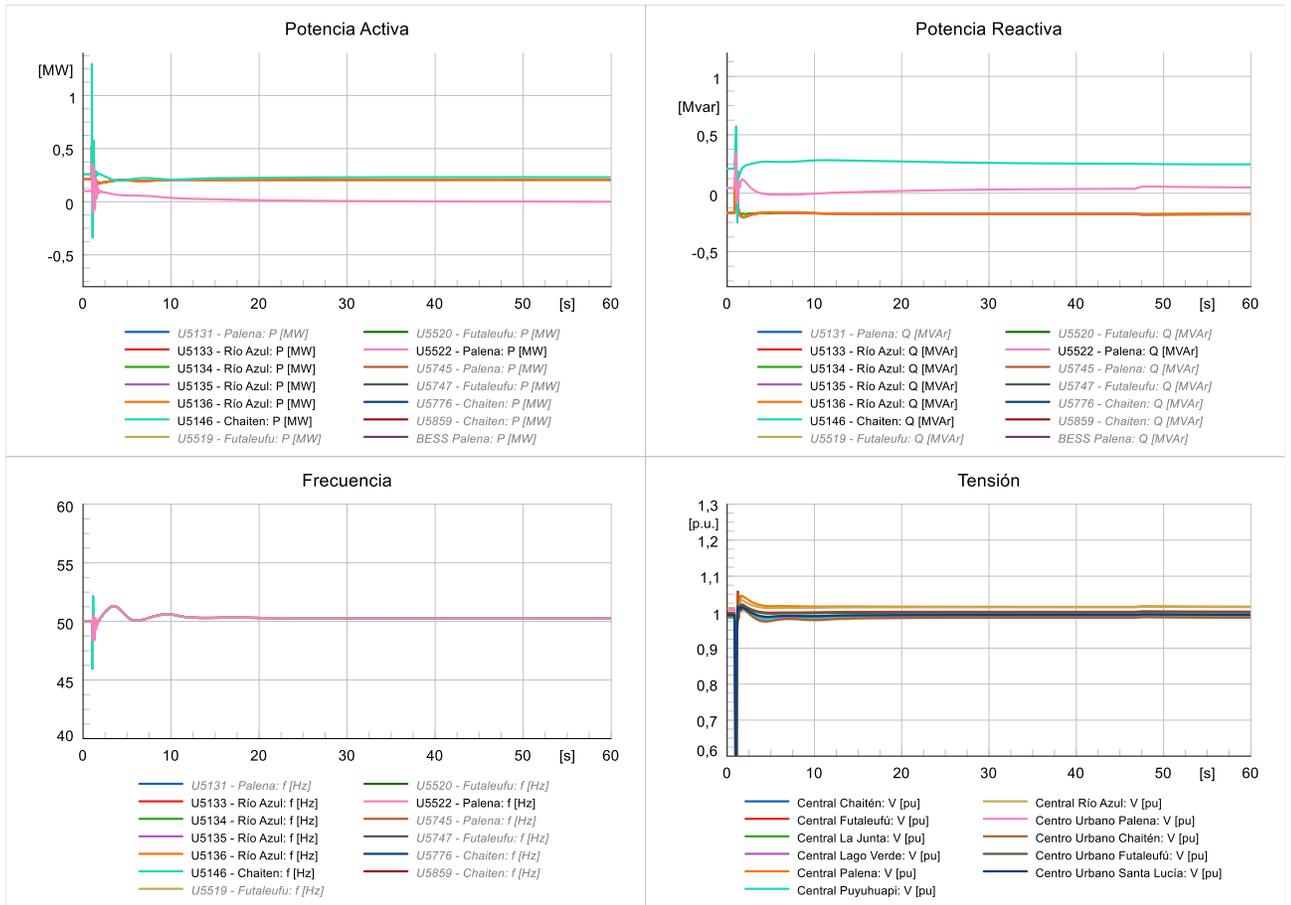
E01-G01-DB



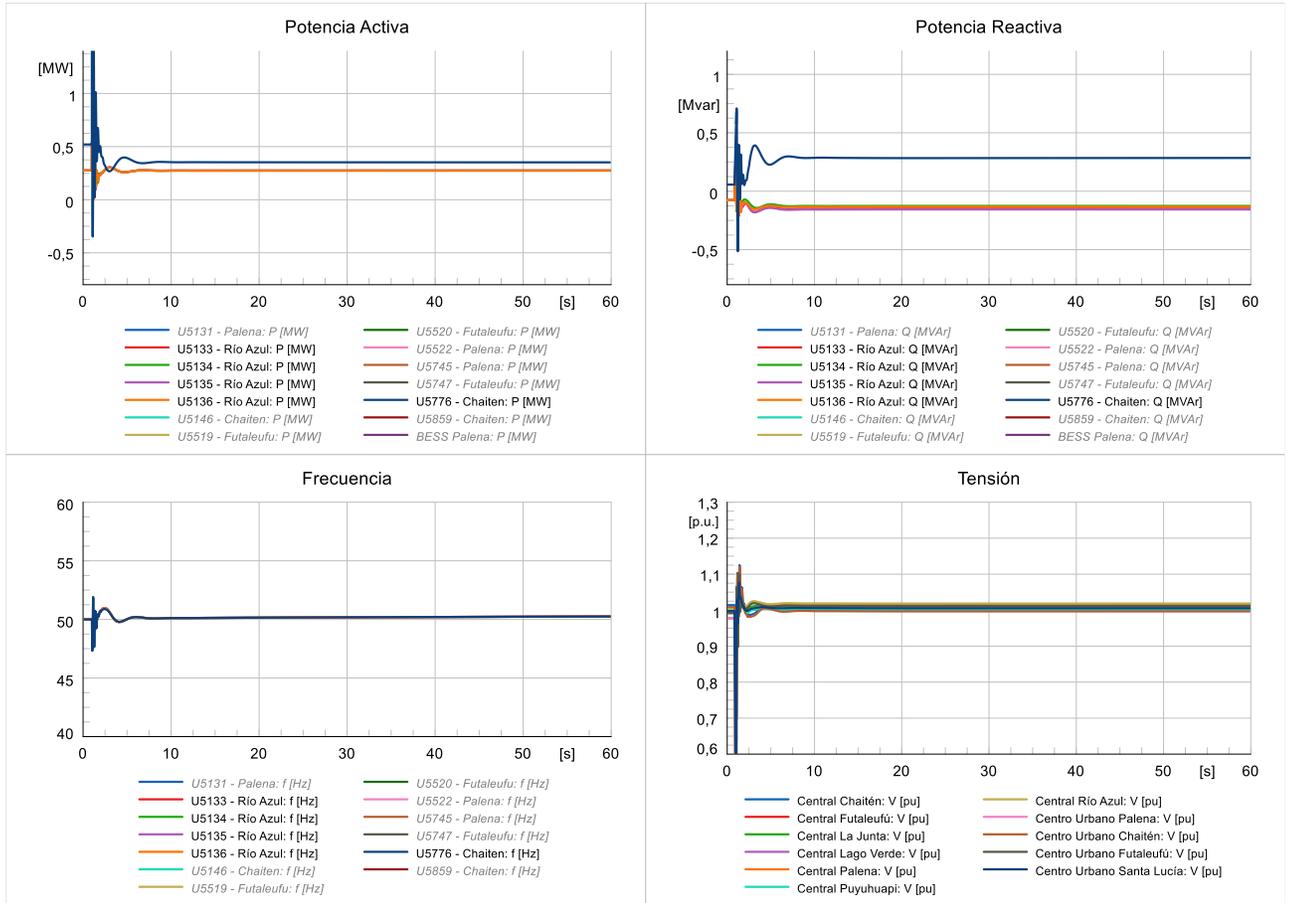
E02-G02-DB



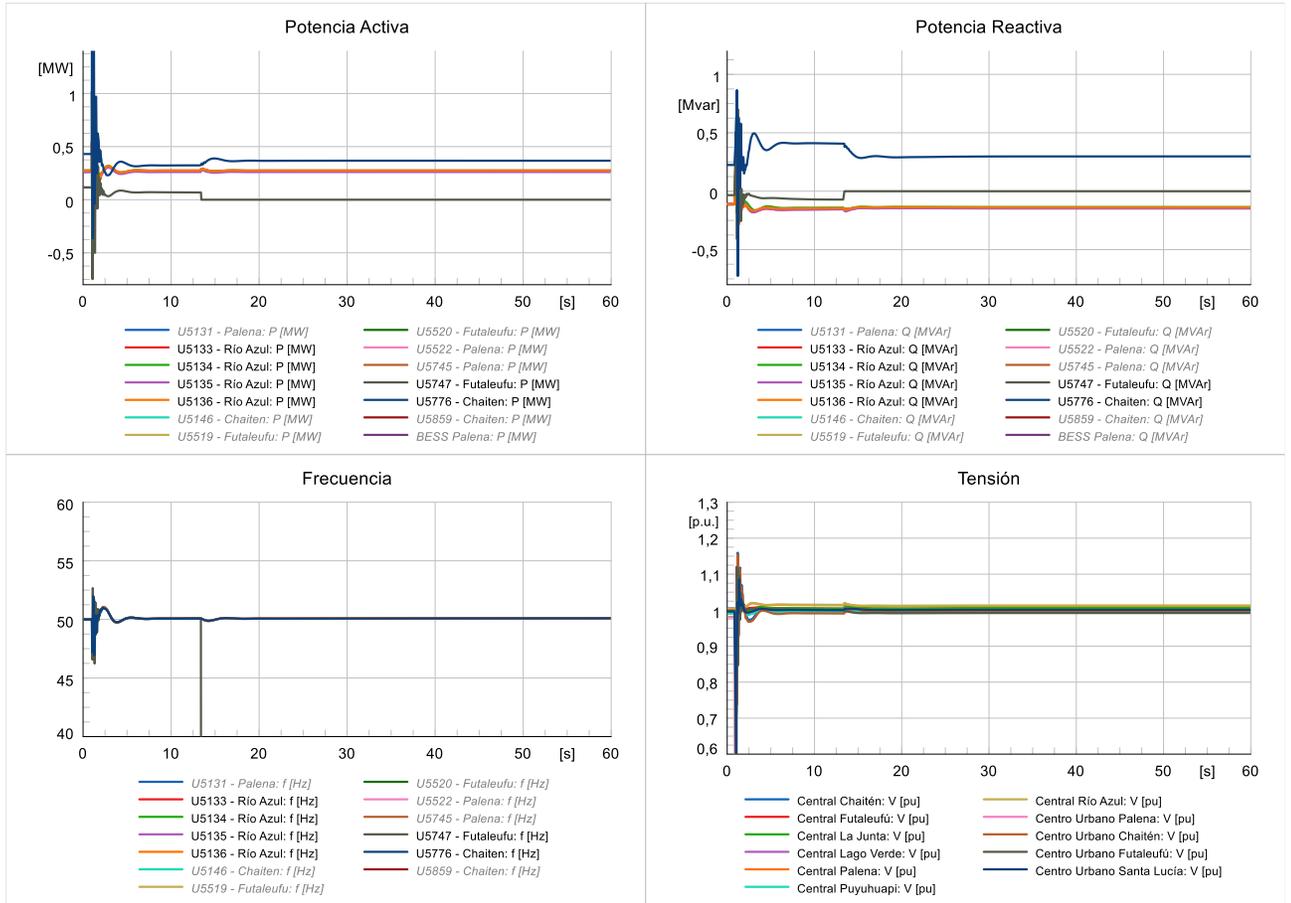
E03-G03-DB



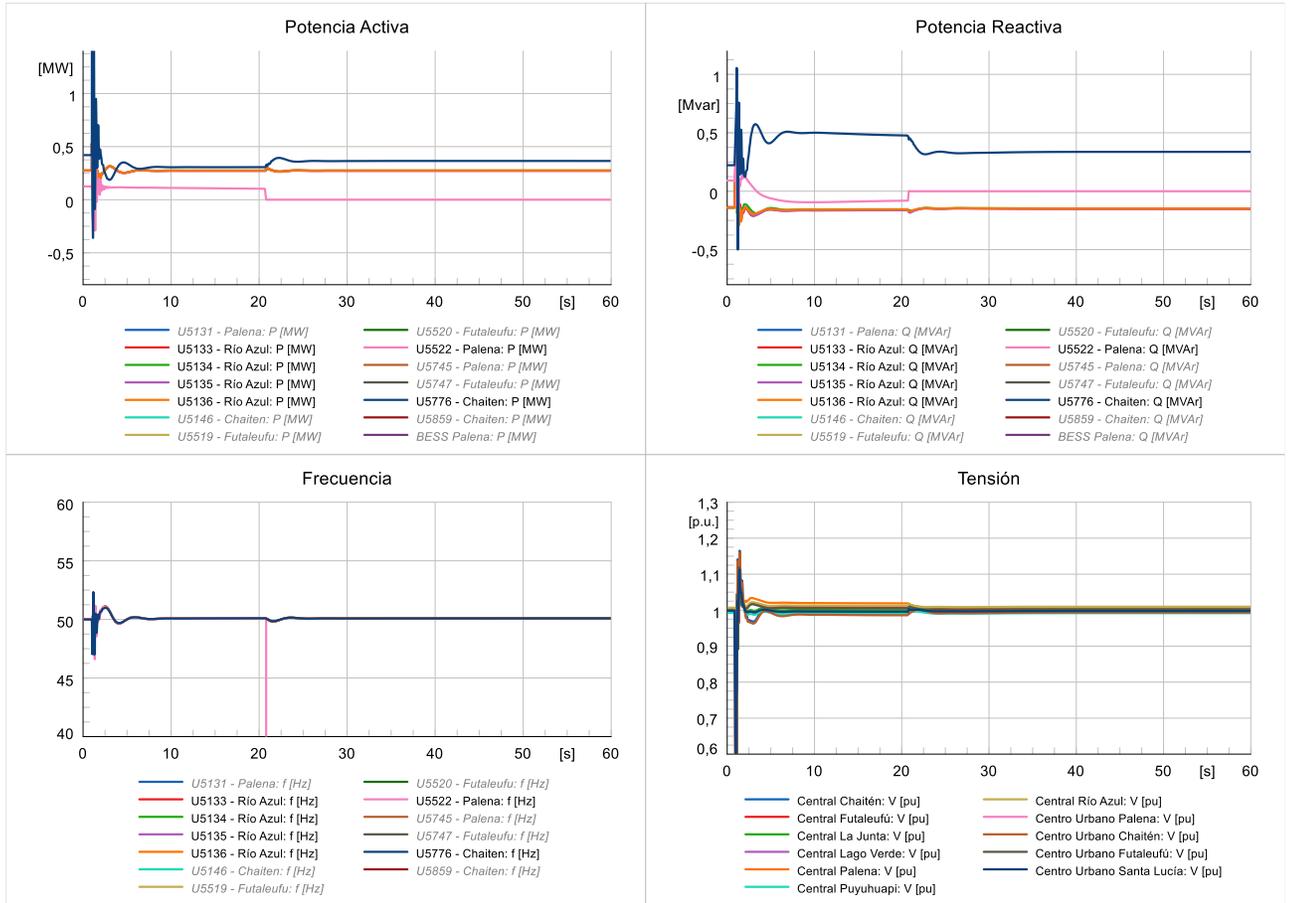
E04-G01-DM



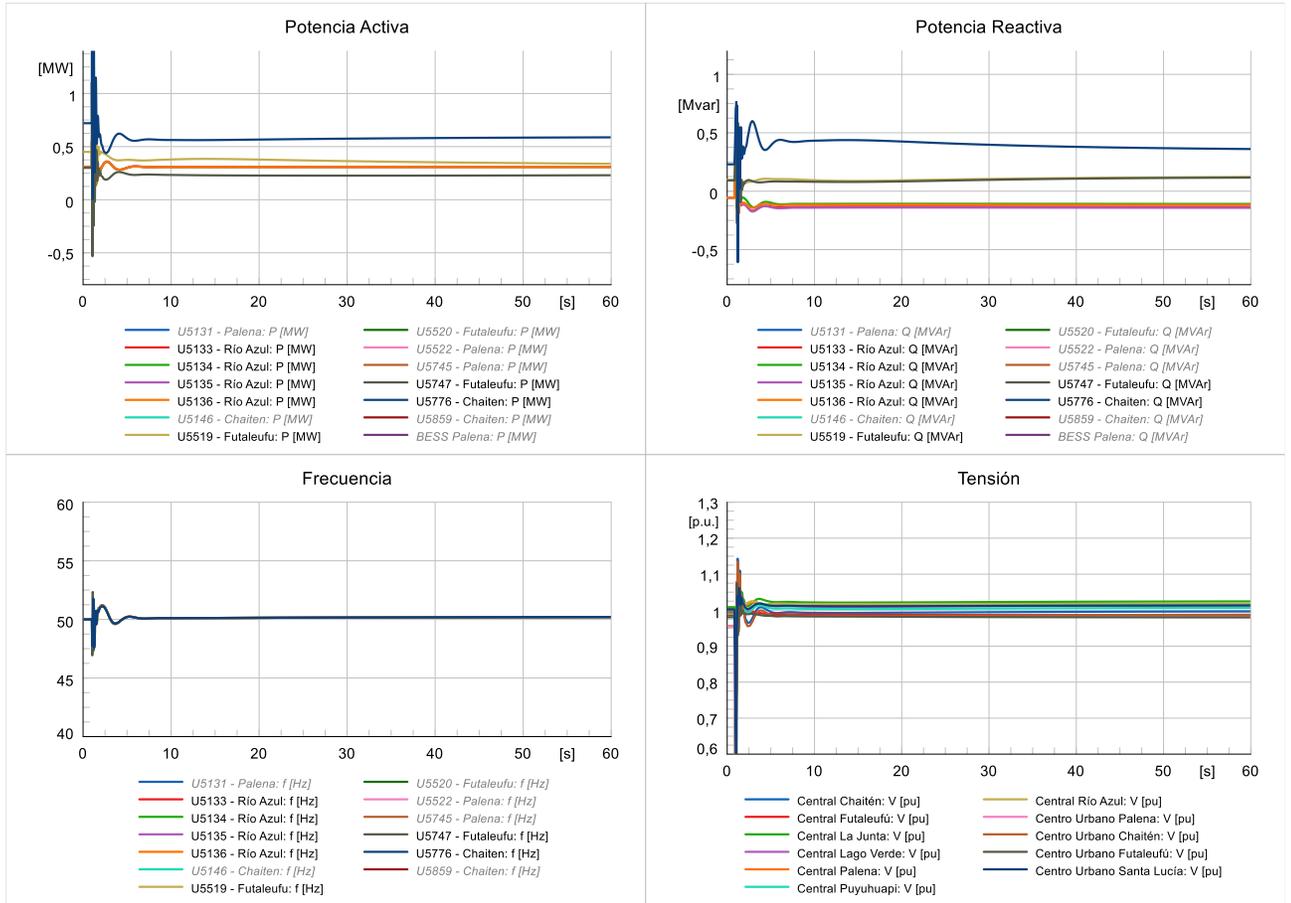
E05-G02-DM



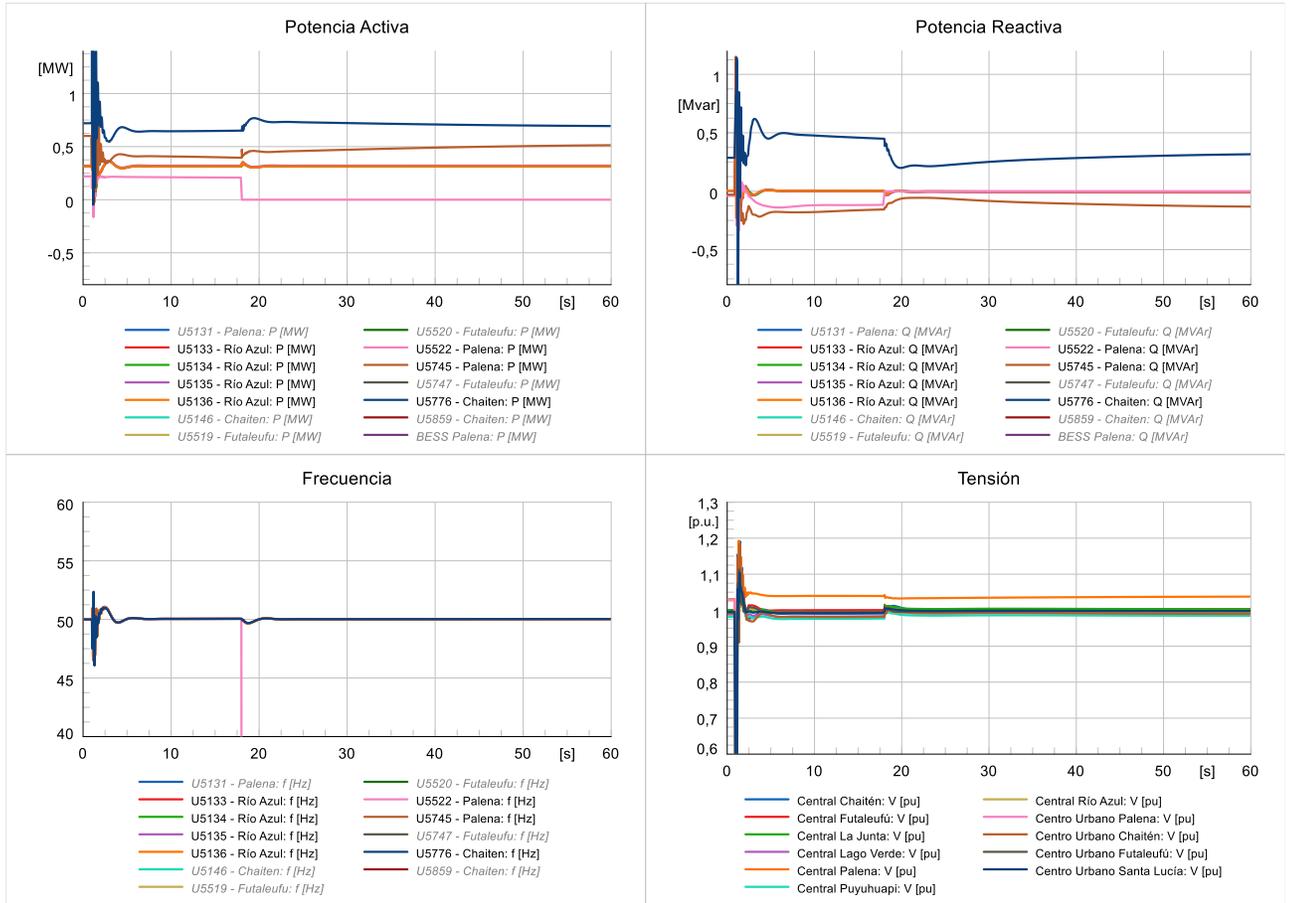
E06-G03-DM



E07-G02-DA

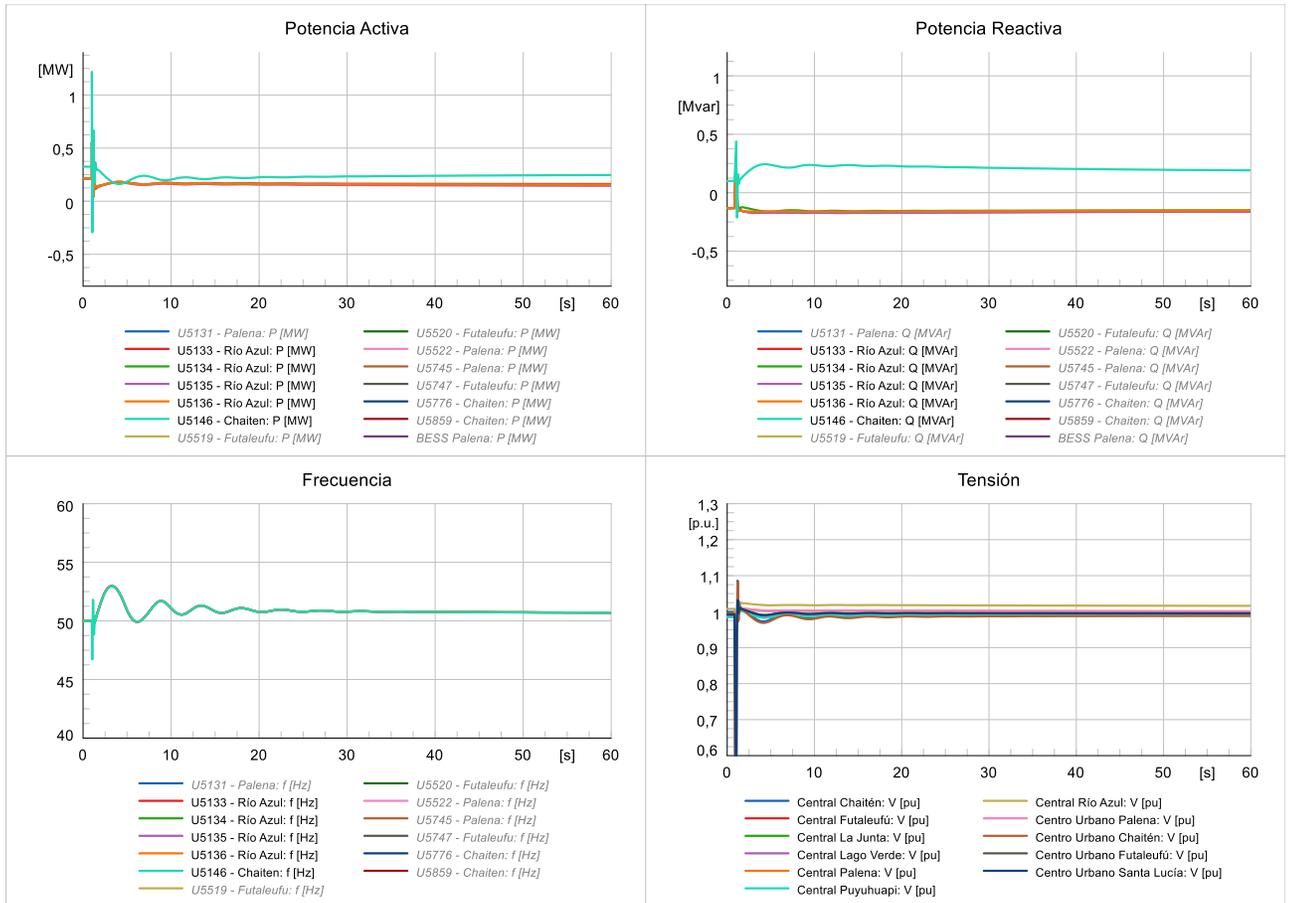


E08-G03-DA

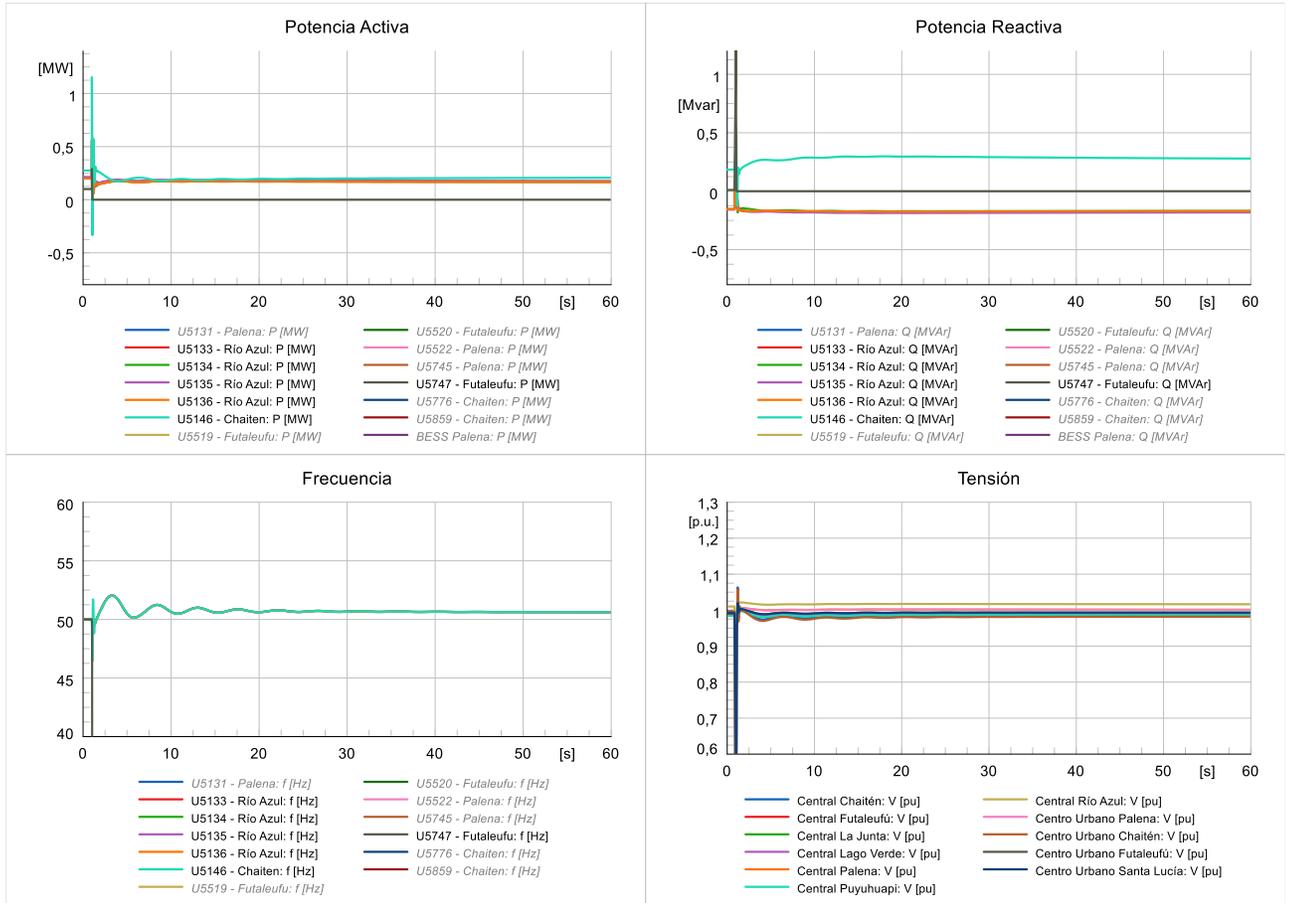


CONTINGENCIA 8: CENTRO URBANO FUTALEUFÚ

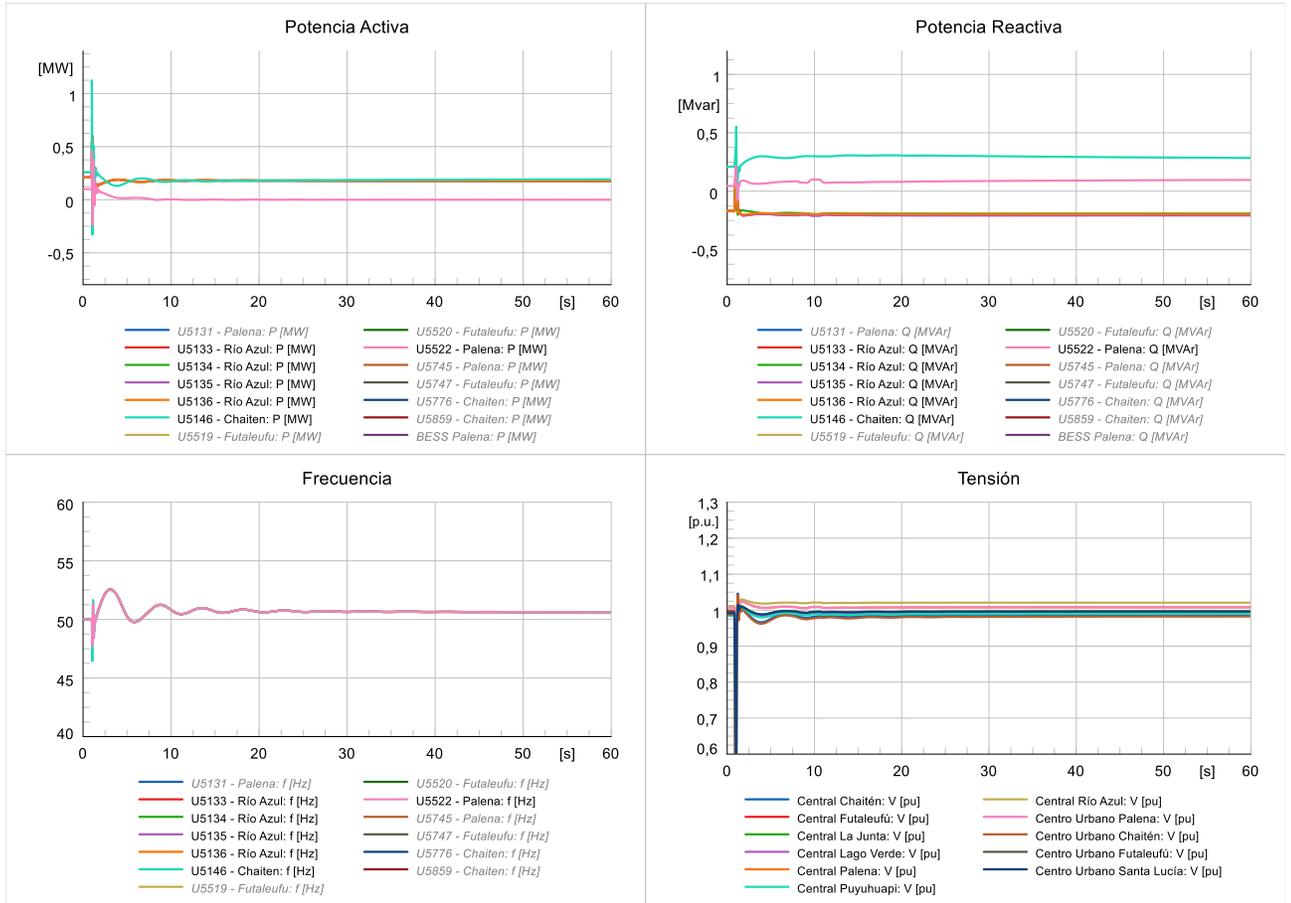
E01-G01-DB



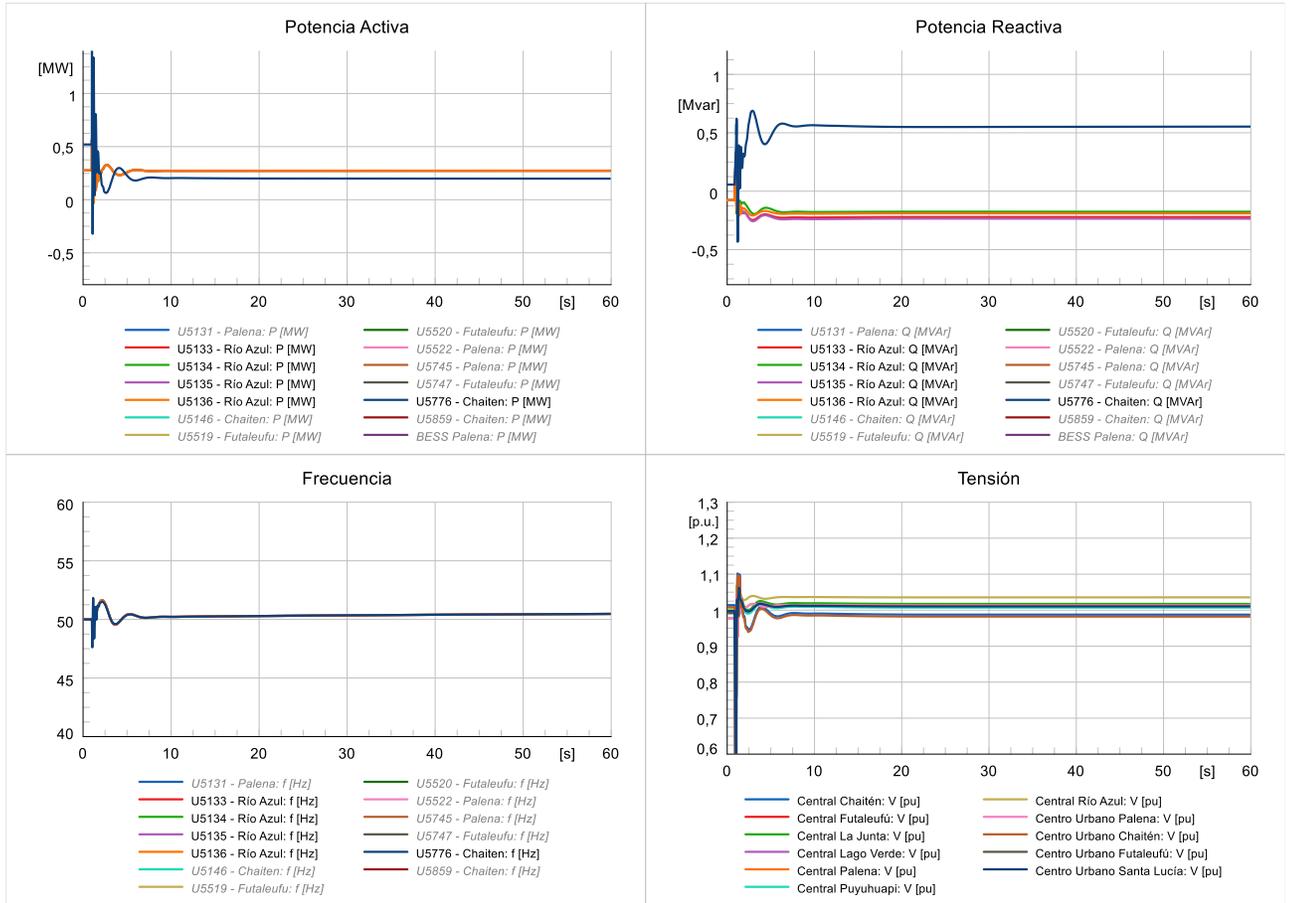
E02-G02-DB



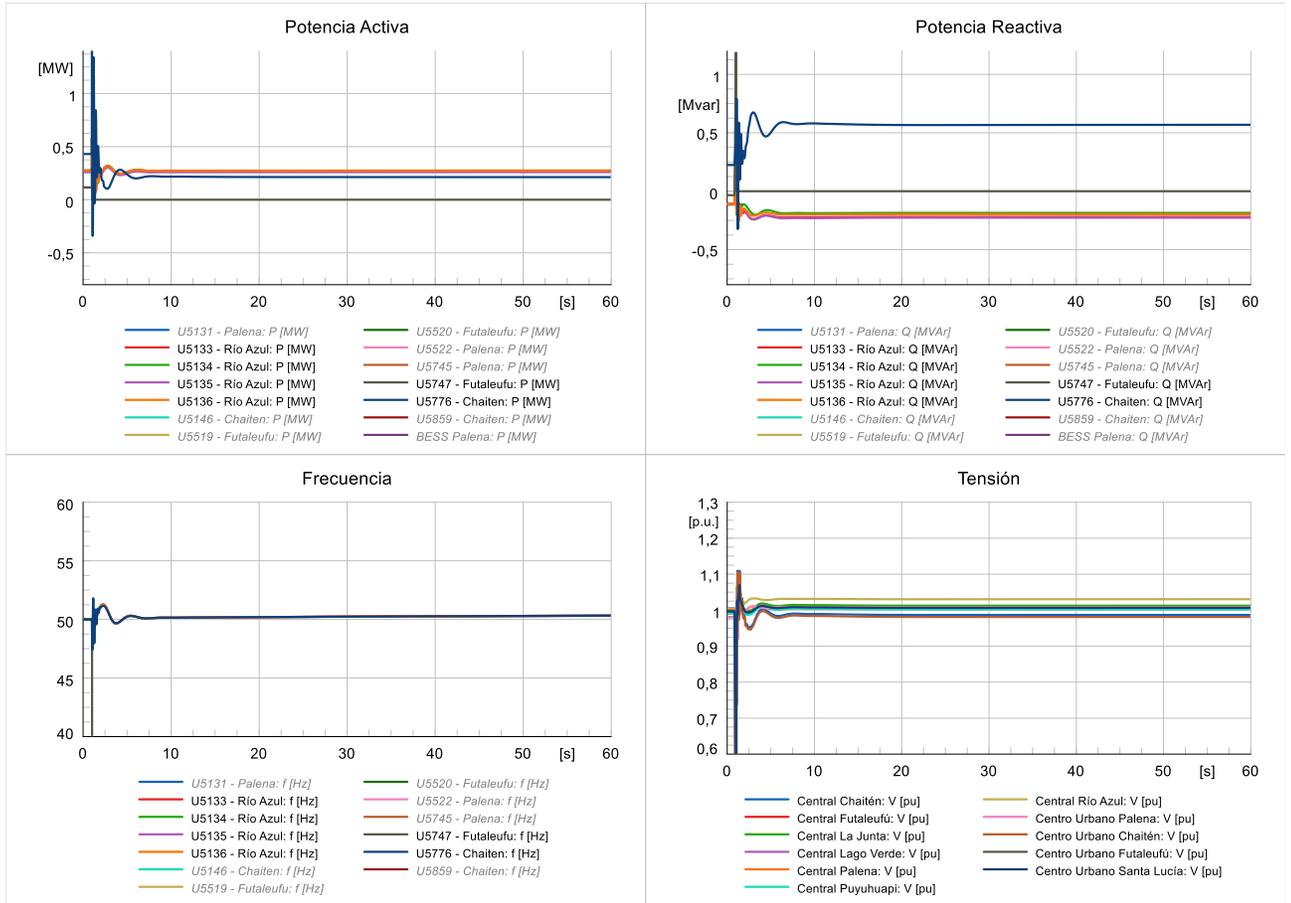
E03-G03-DB



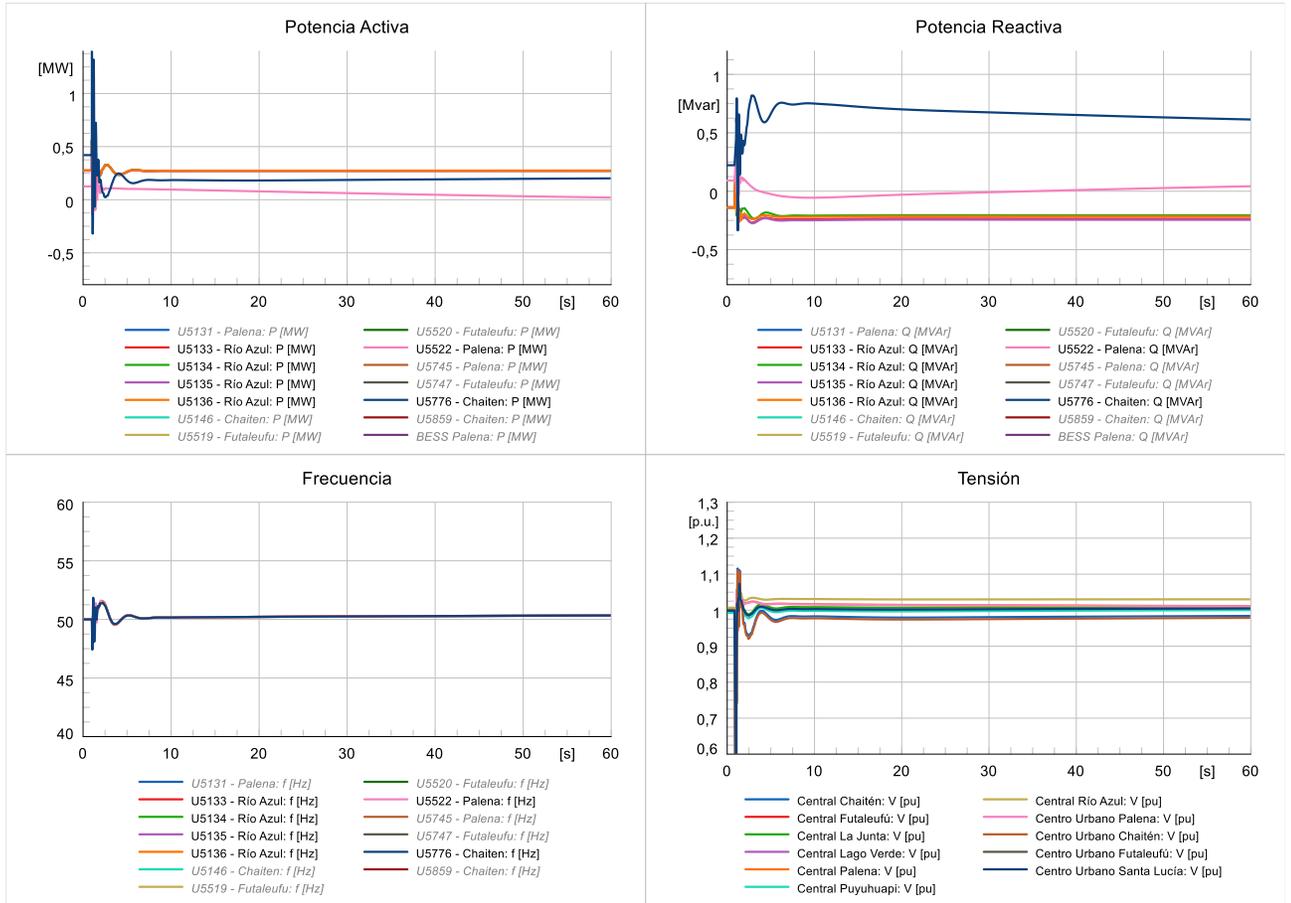
E04-G01-DM



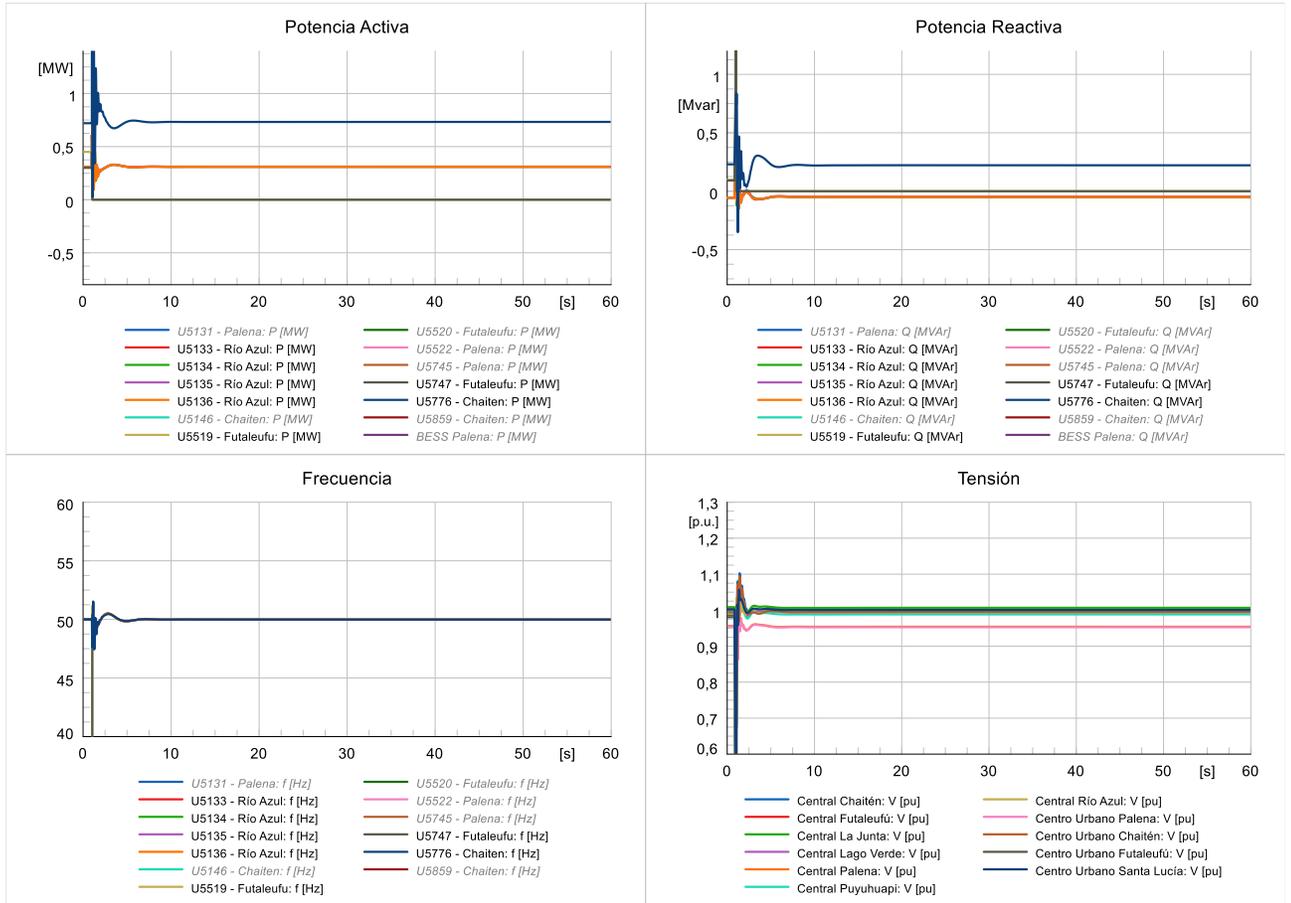
E05-G02-DM



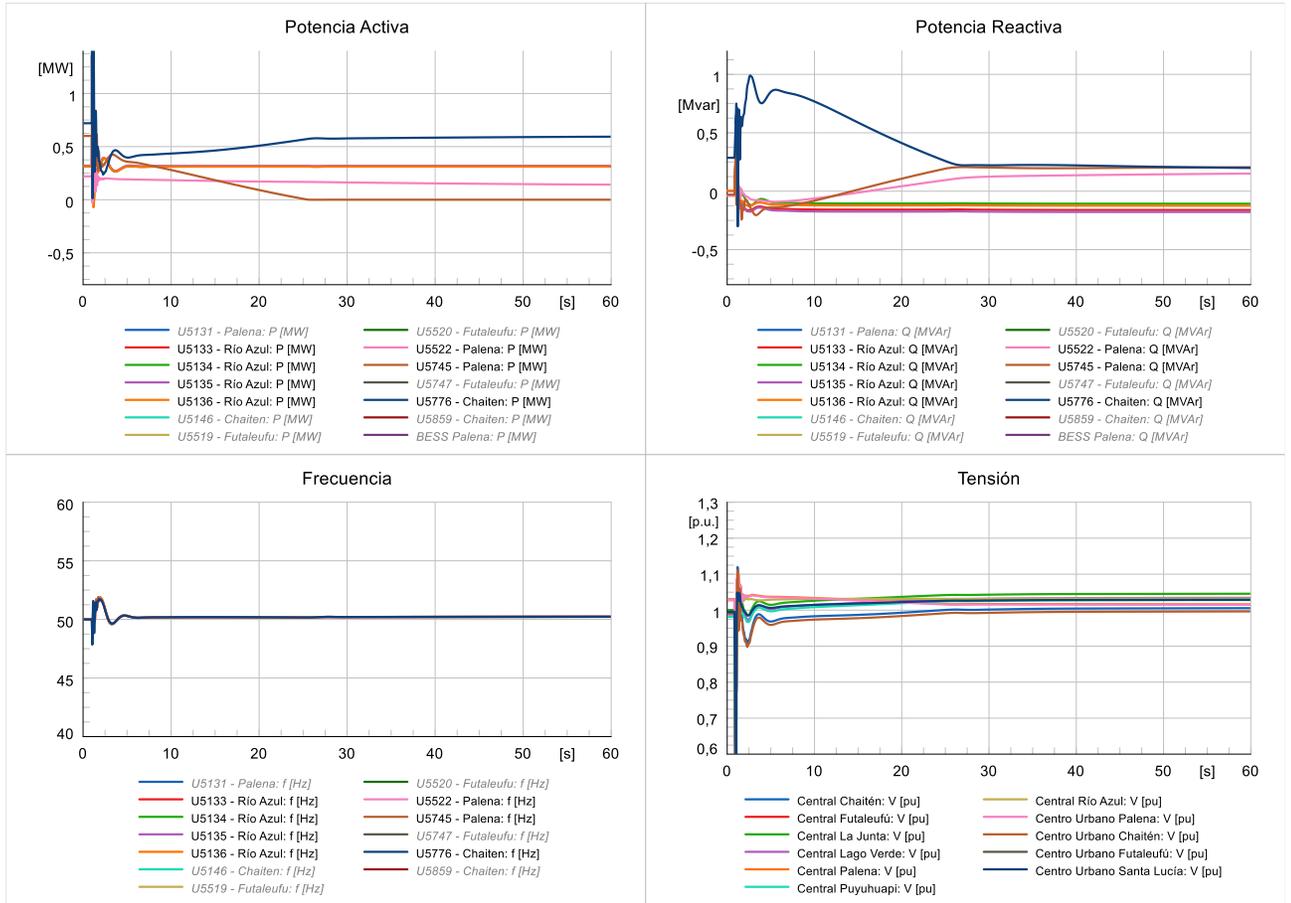
E06-G03-DM



E07-G02-DA

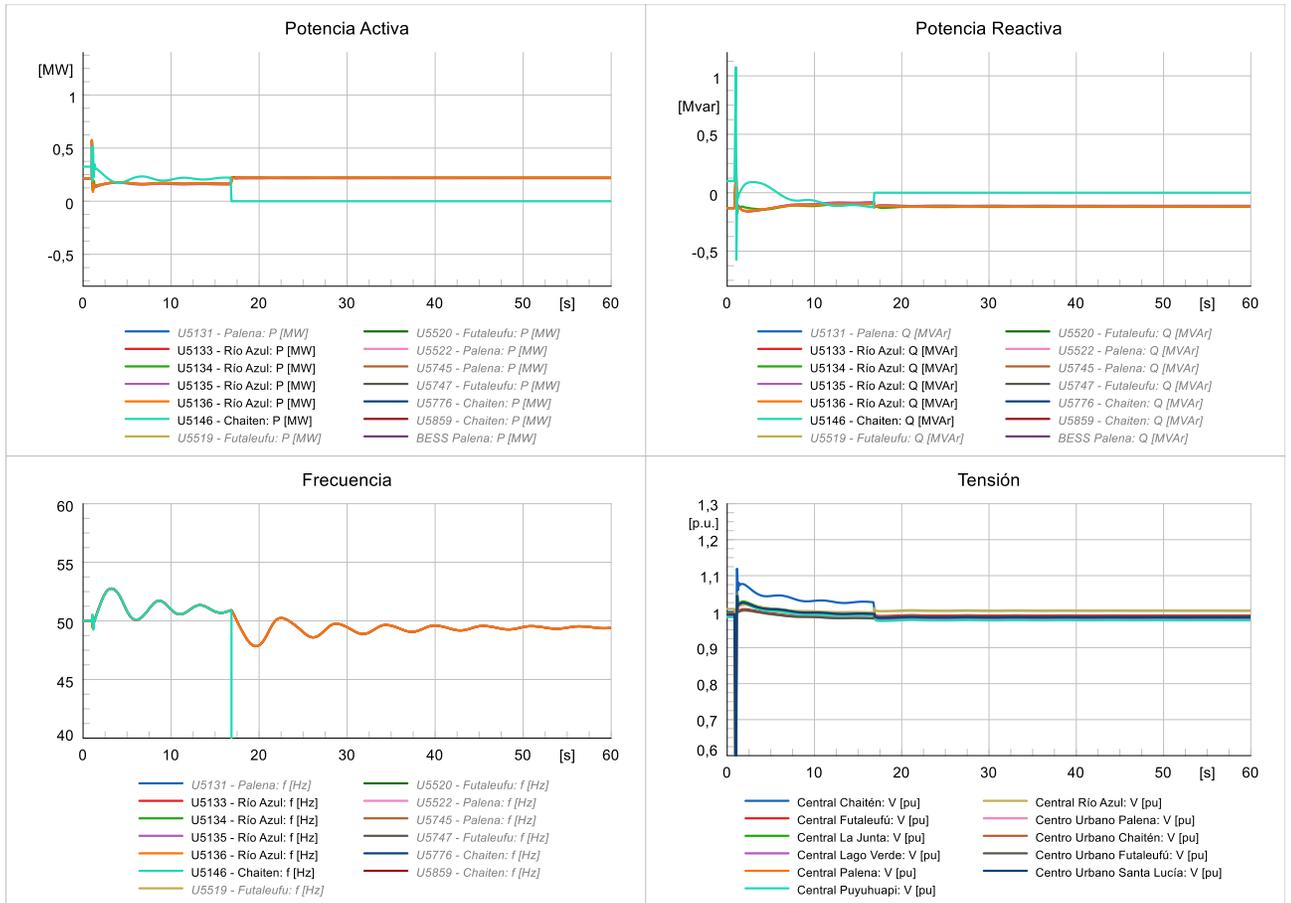


E08-G03-DA

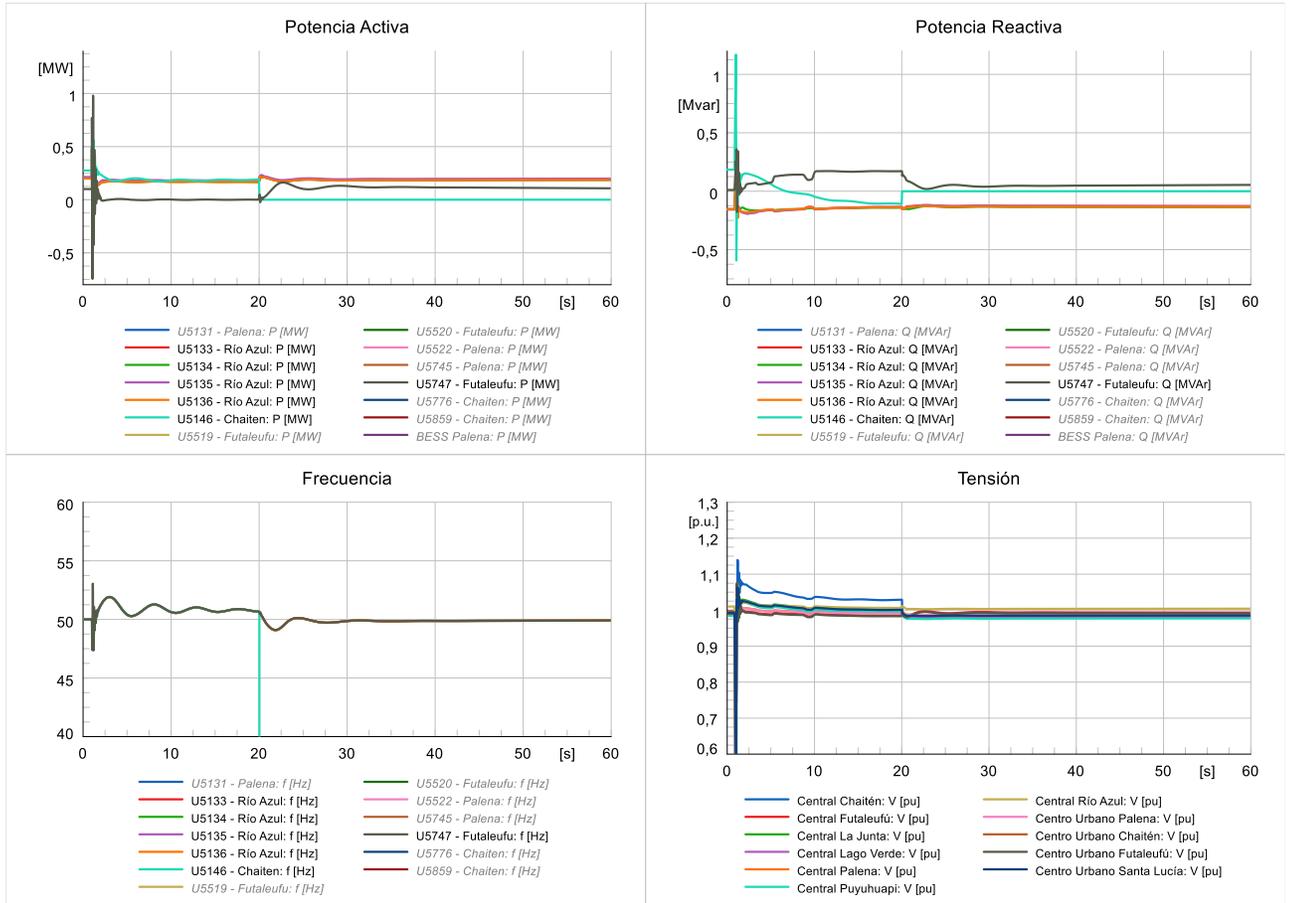


CONTINGENCIA 9: CENTRO URBANO CHAITÉN

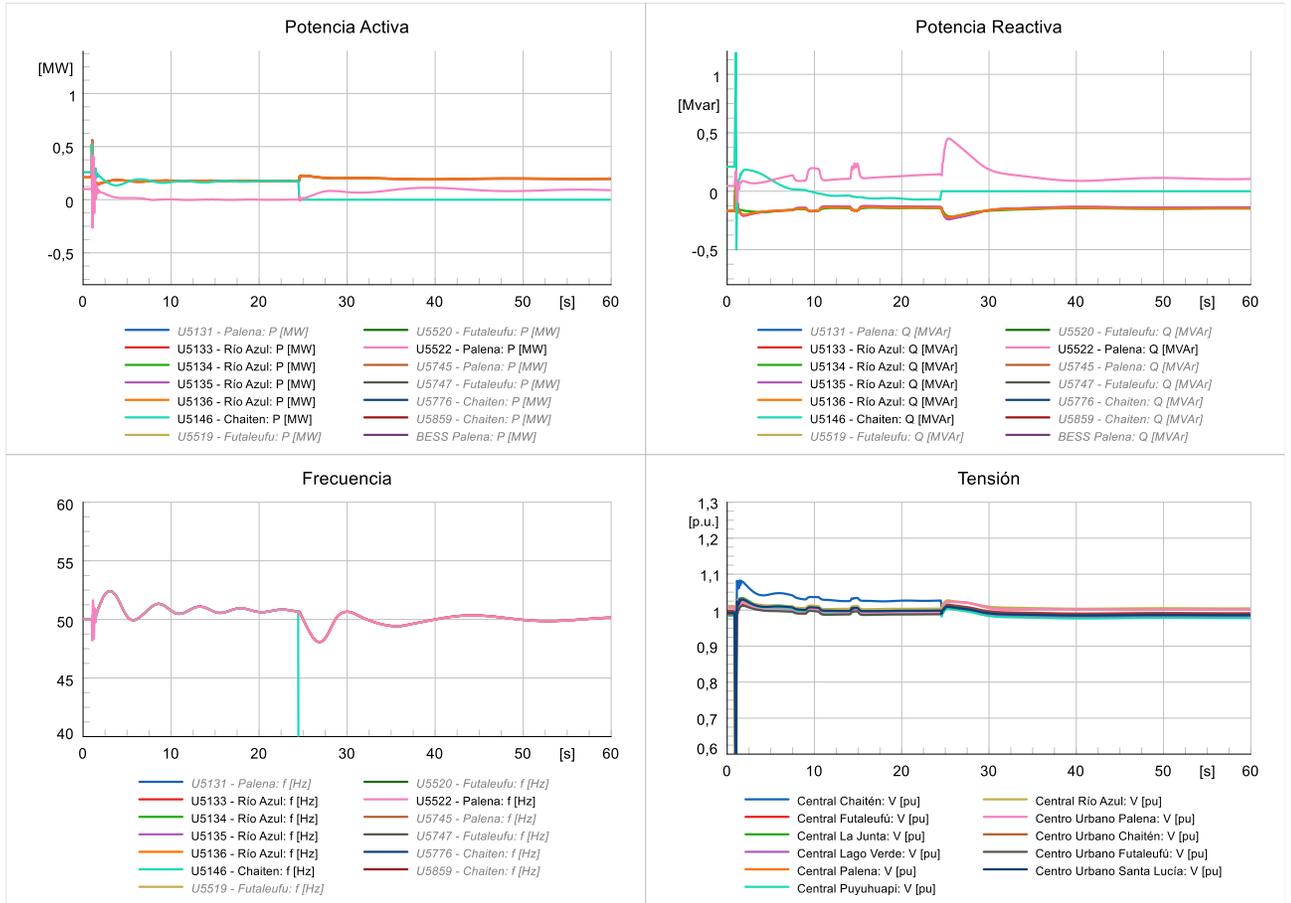
E01-G01-DB



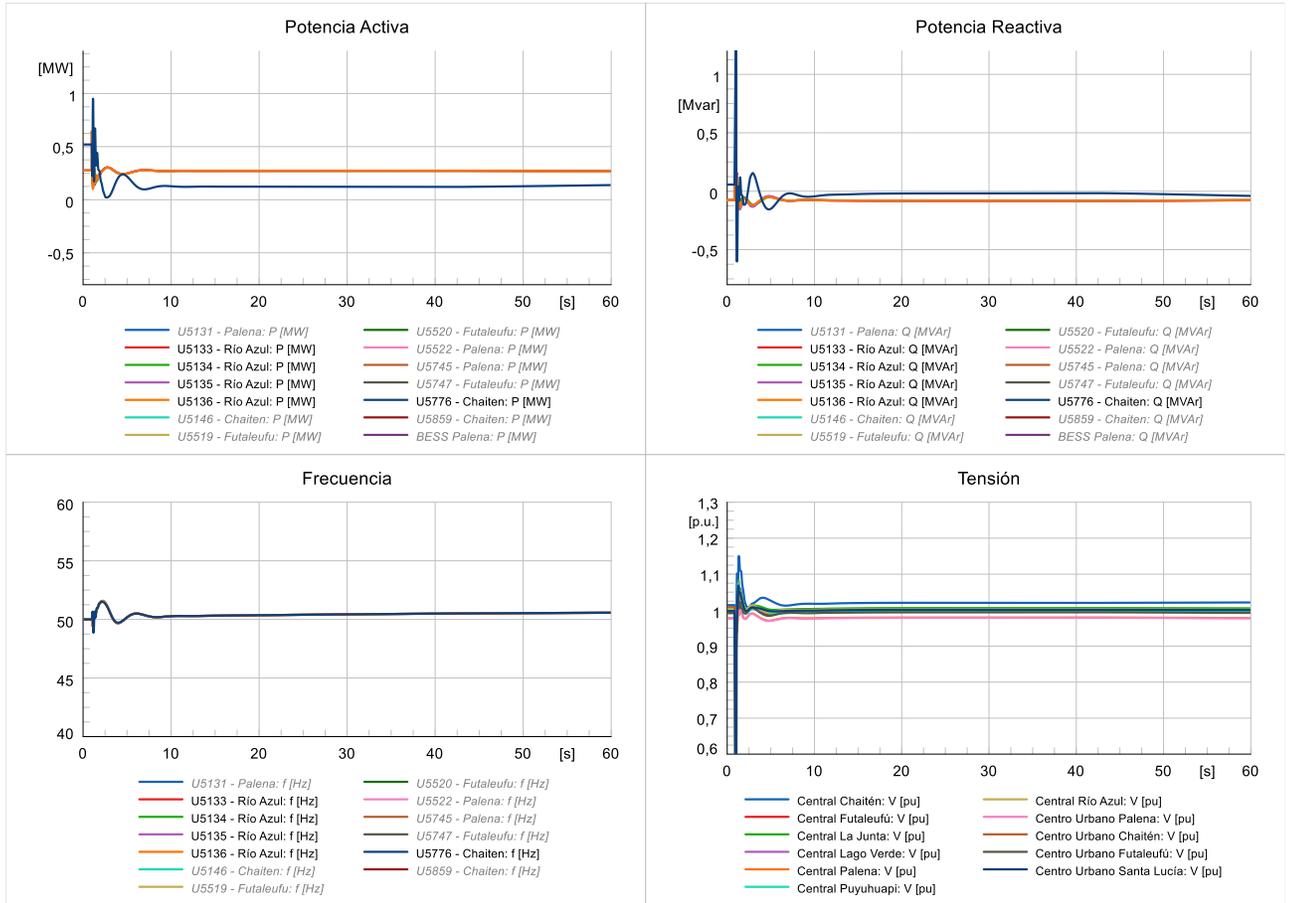
E02-G02-DB



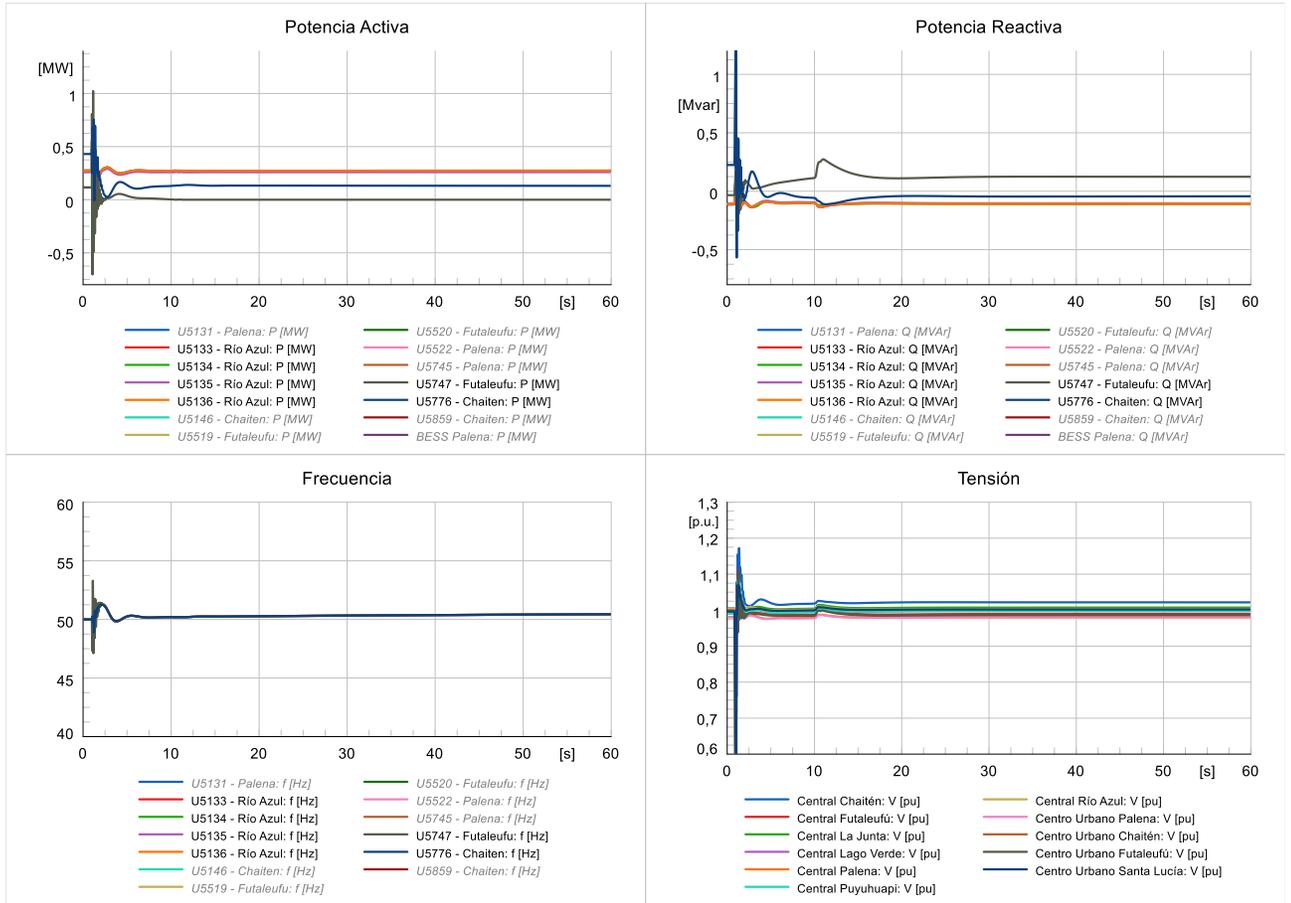
E03-G03-DB



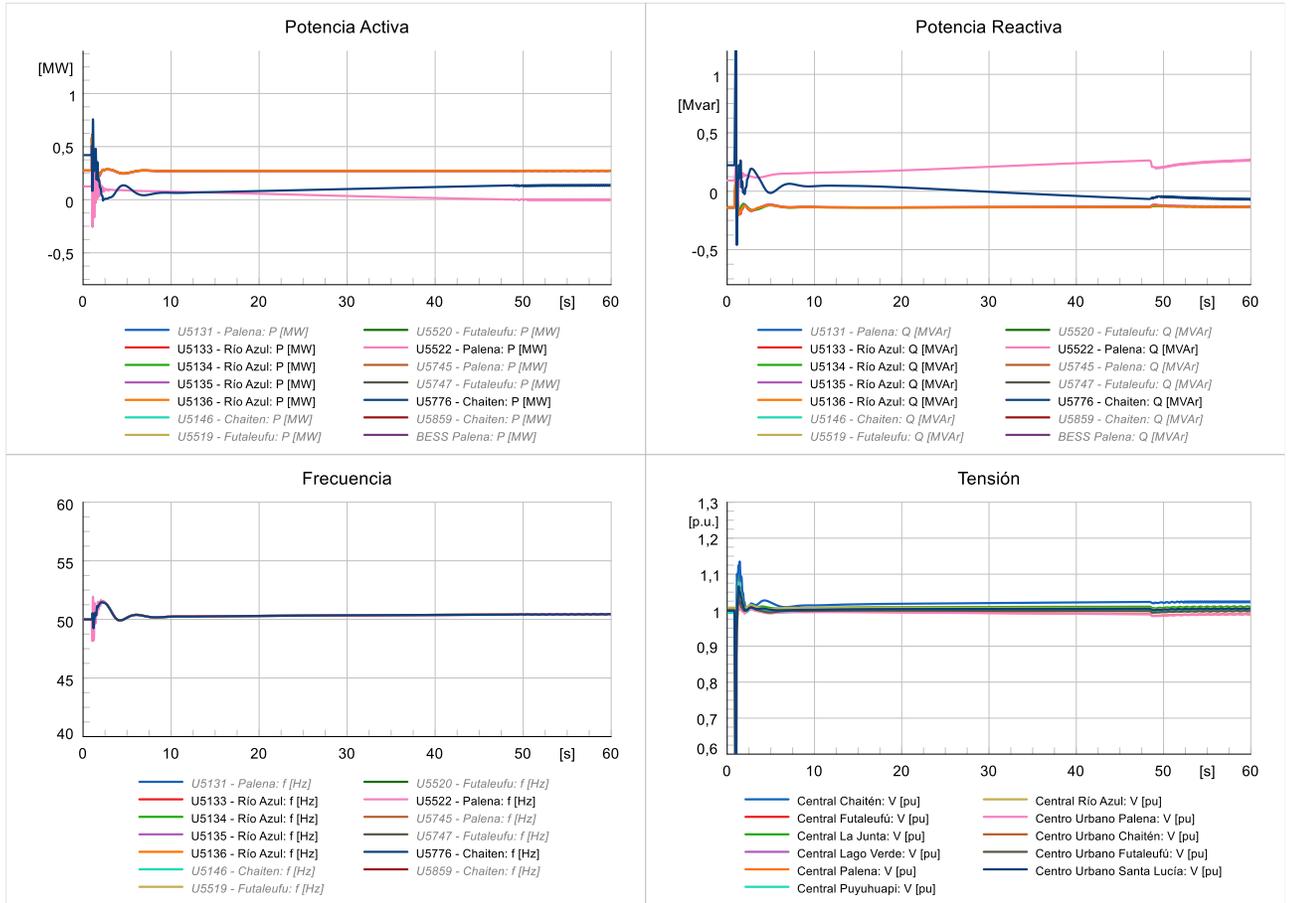
E04-G01-DM



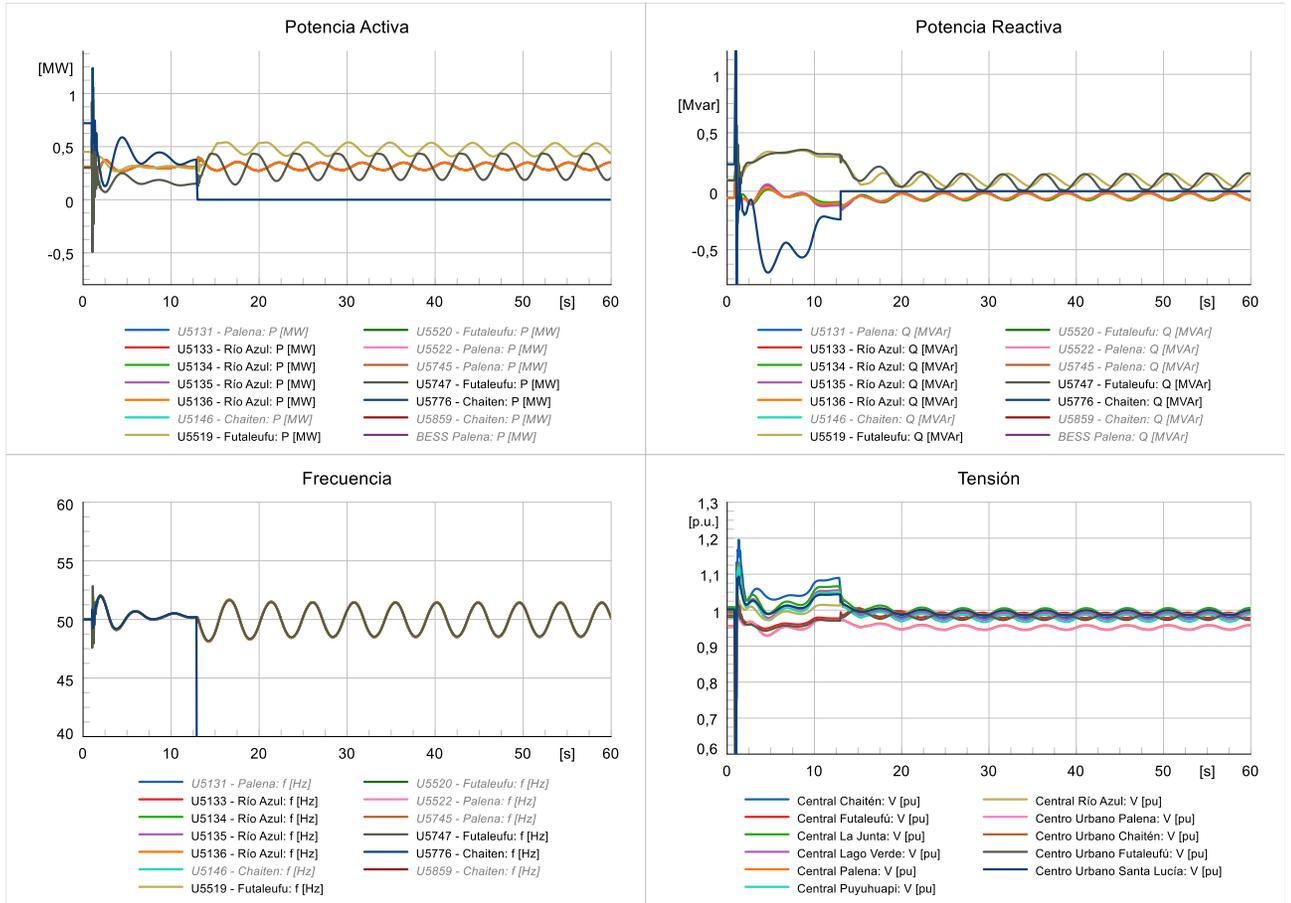
E05-G02-DM



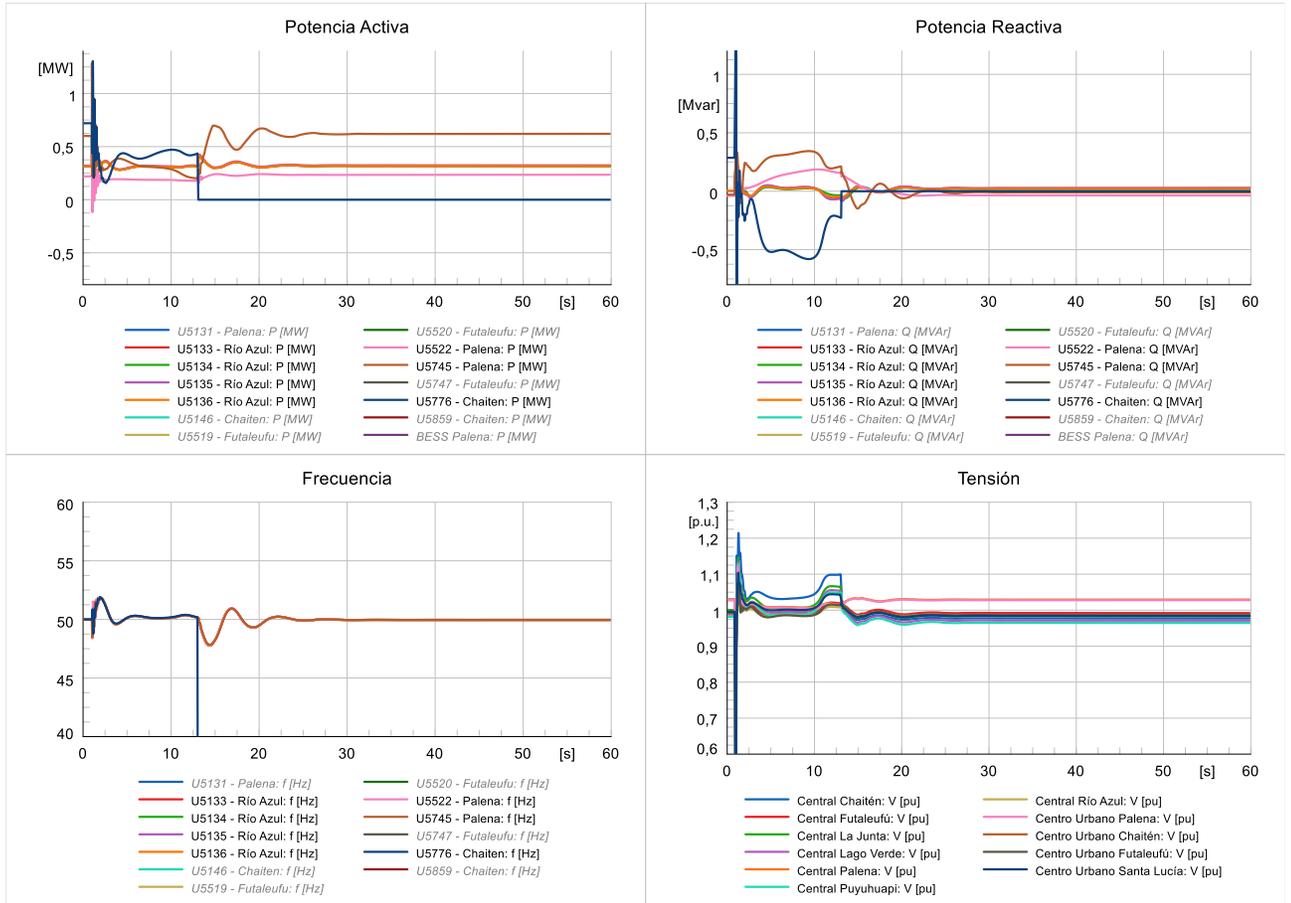
E06-G03-DM



E07-G02-DA

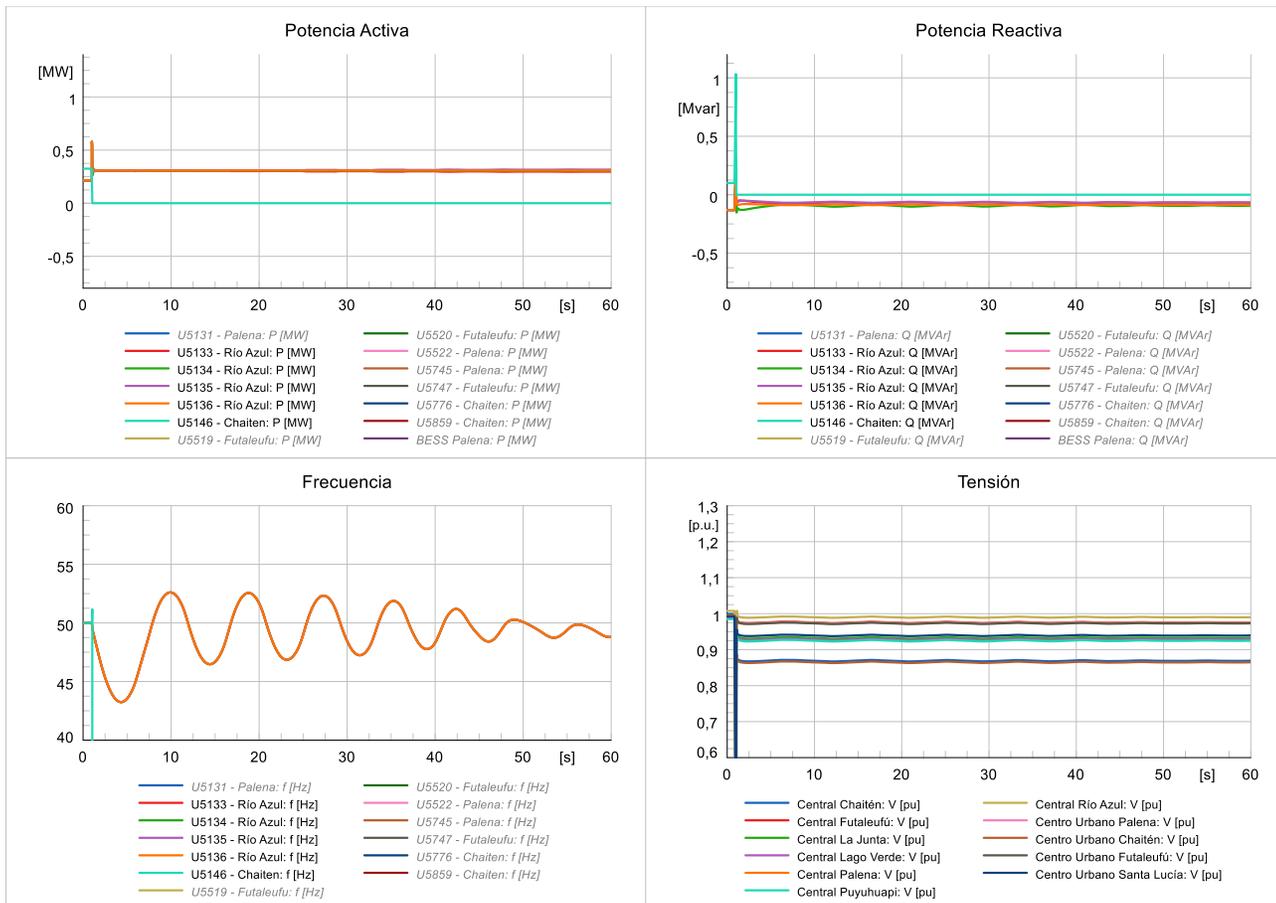


E08-G03-DA

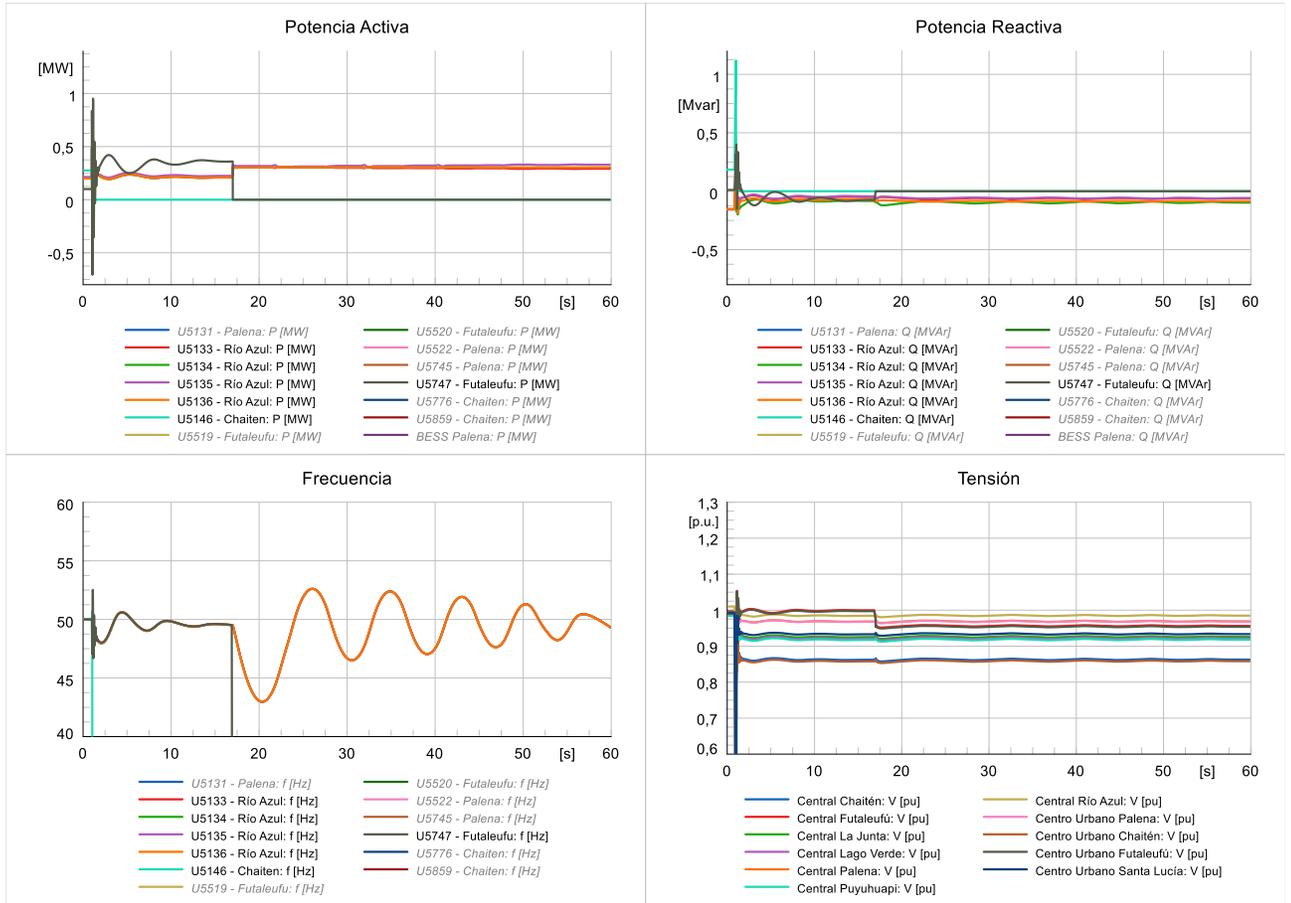


CONTINGENCIA 10: DESCONEXIÓN CENTRAL CHAITÉN

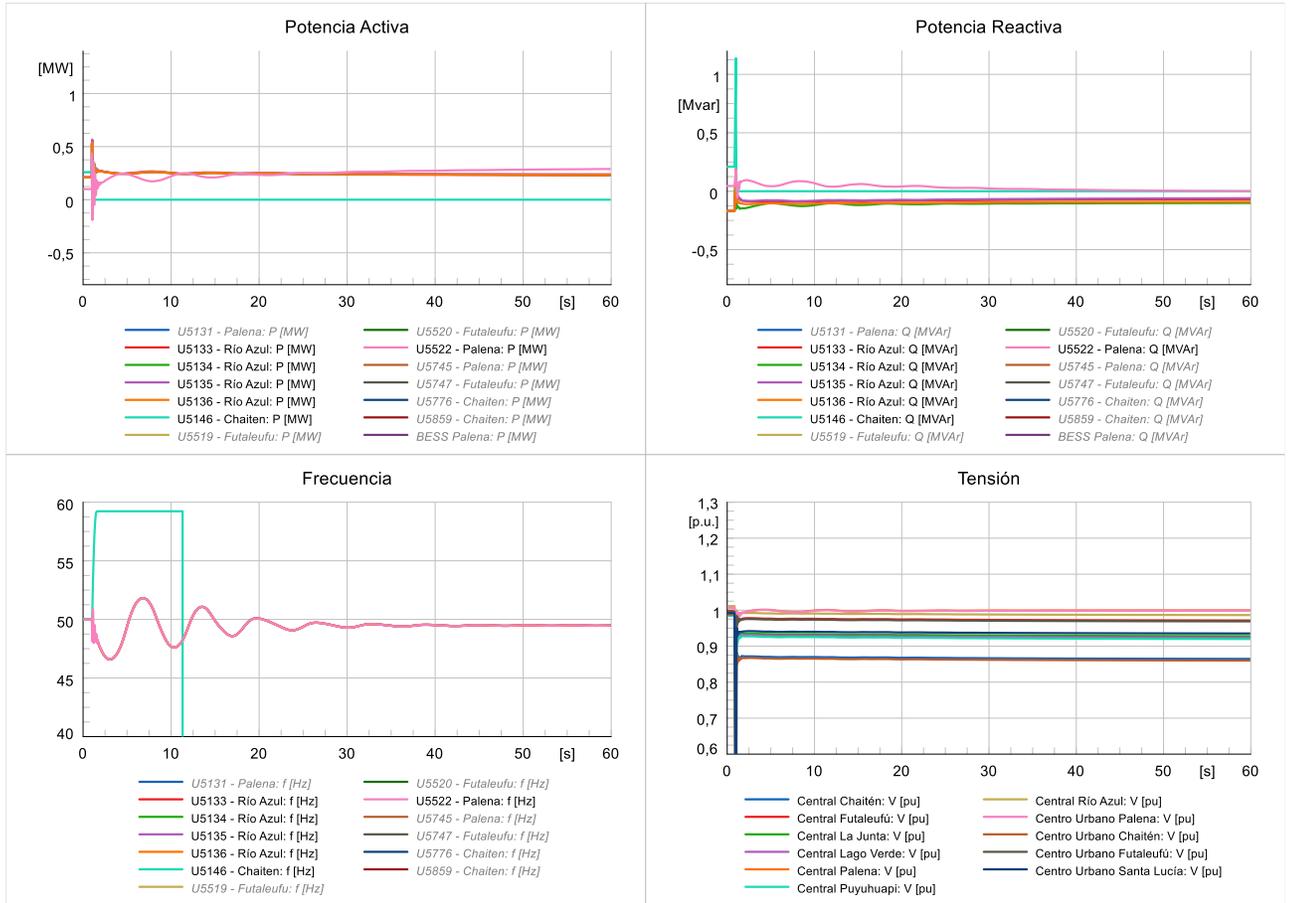
E01-G01-DB



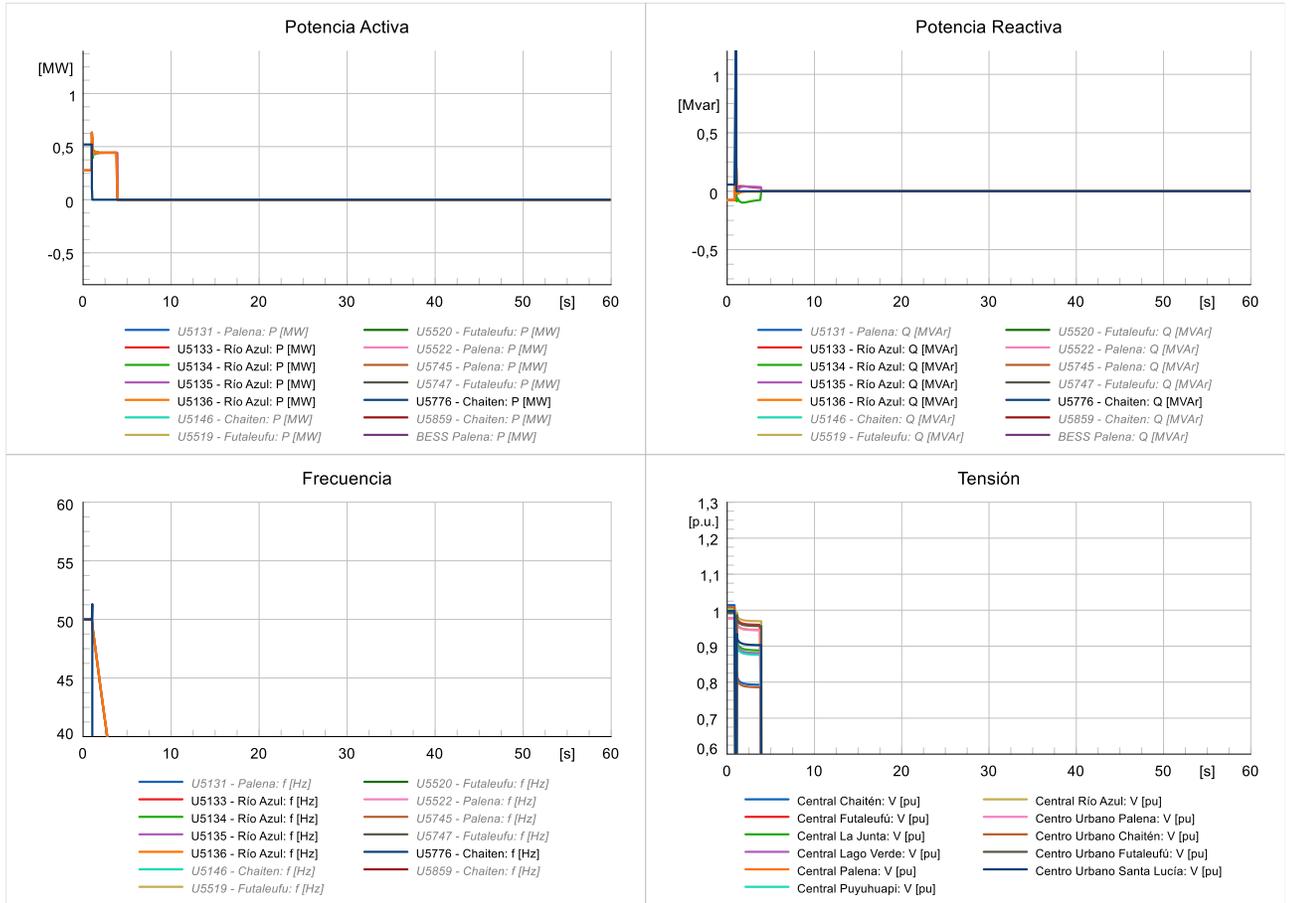
E02-G02-DB



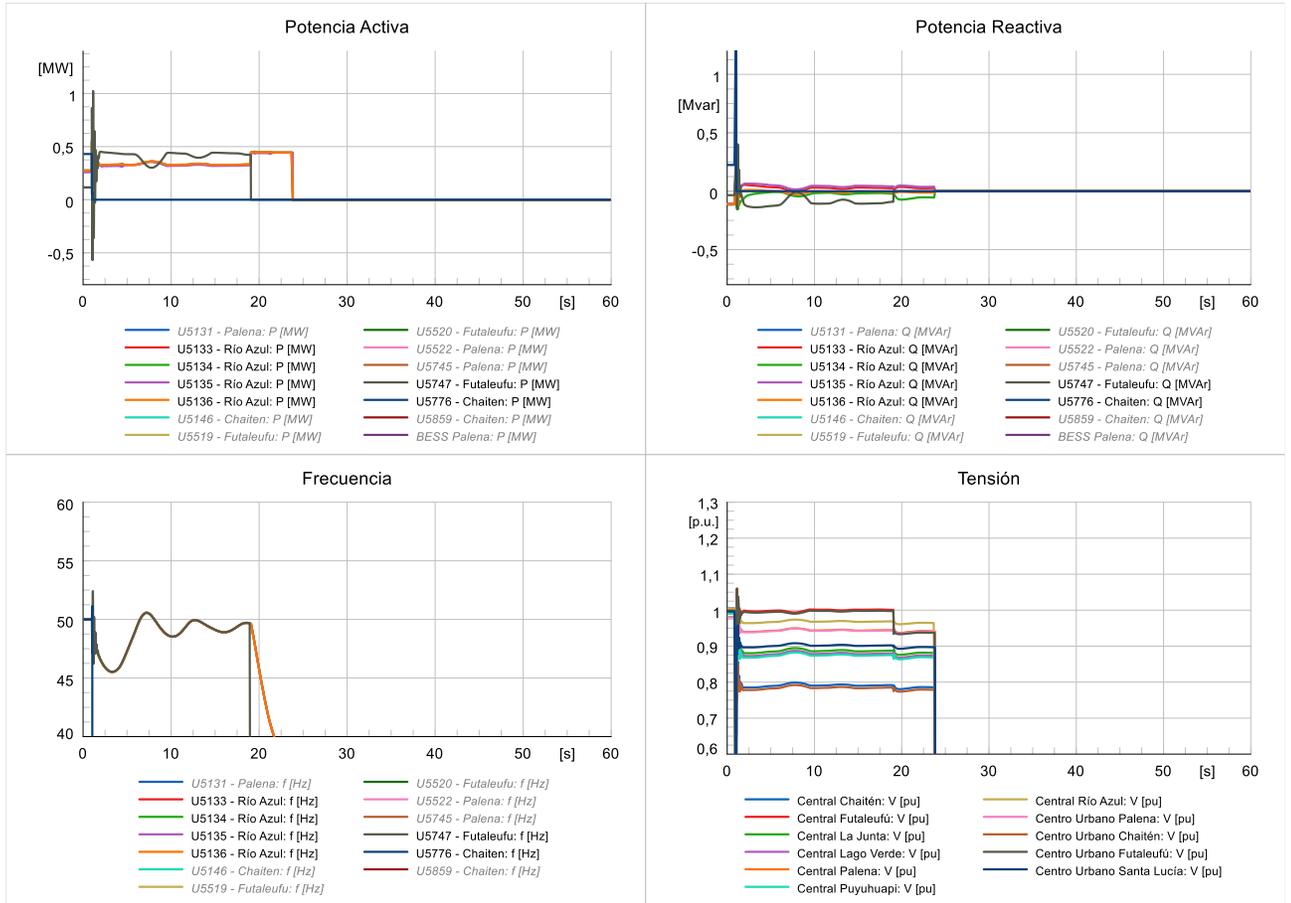
E03-G03-DB



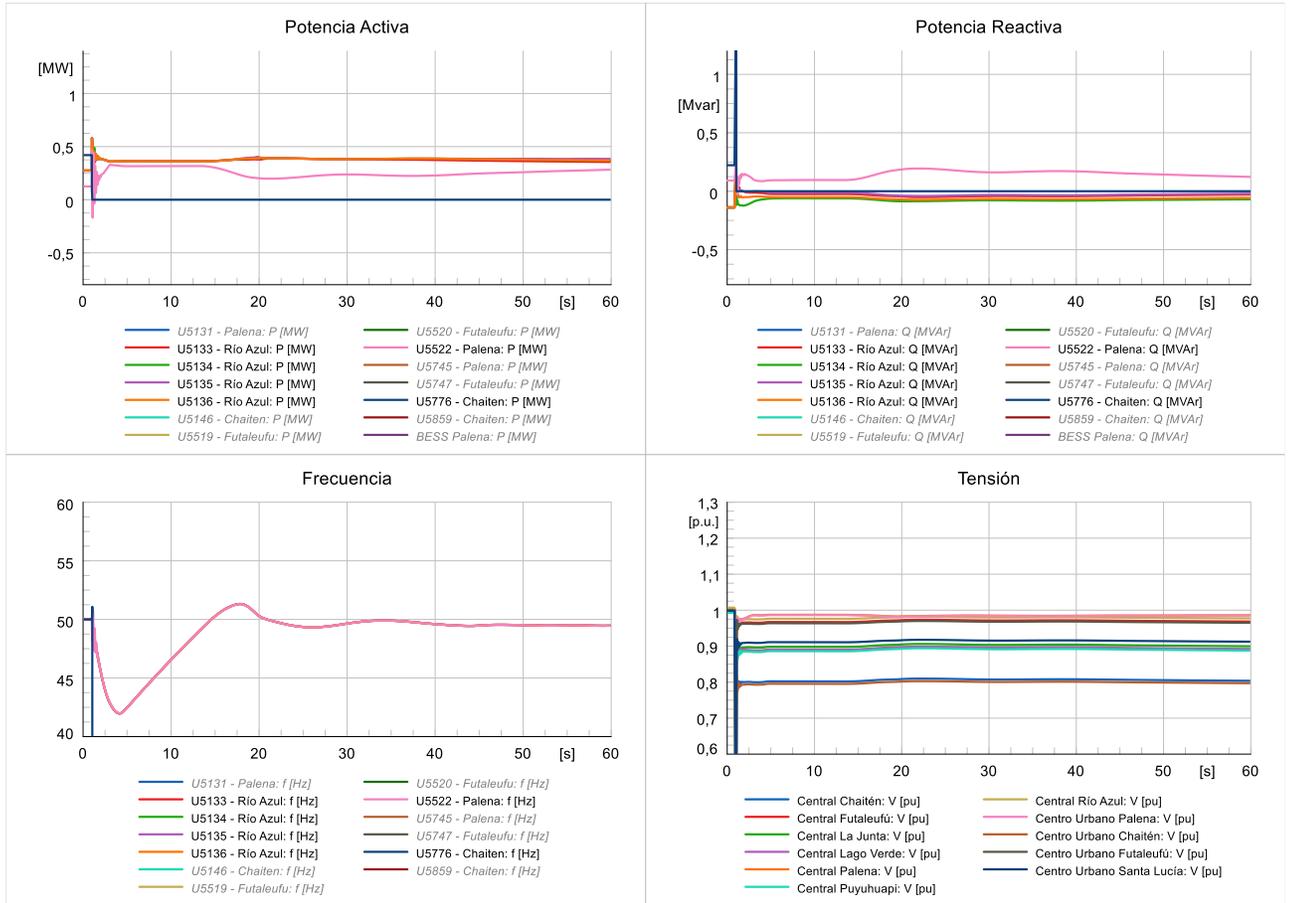
E04-G01-DM



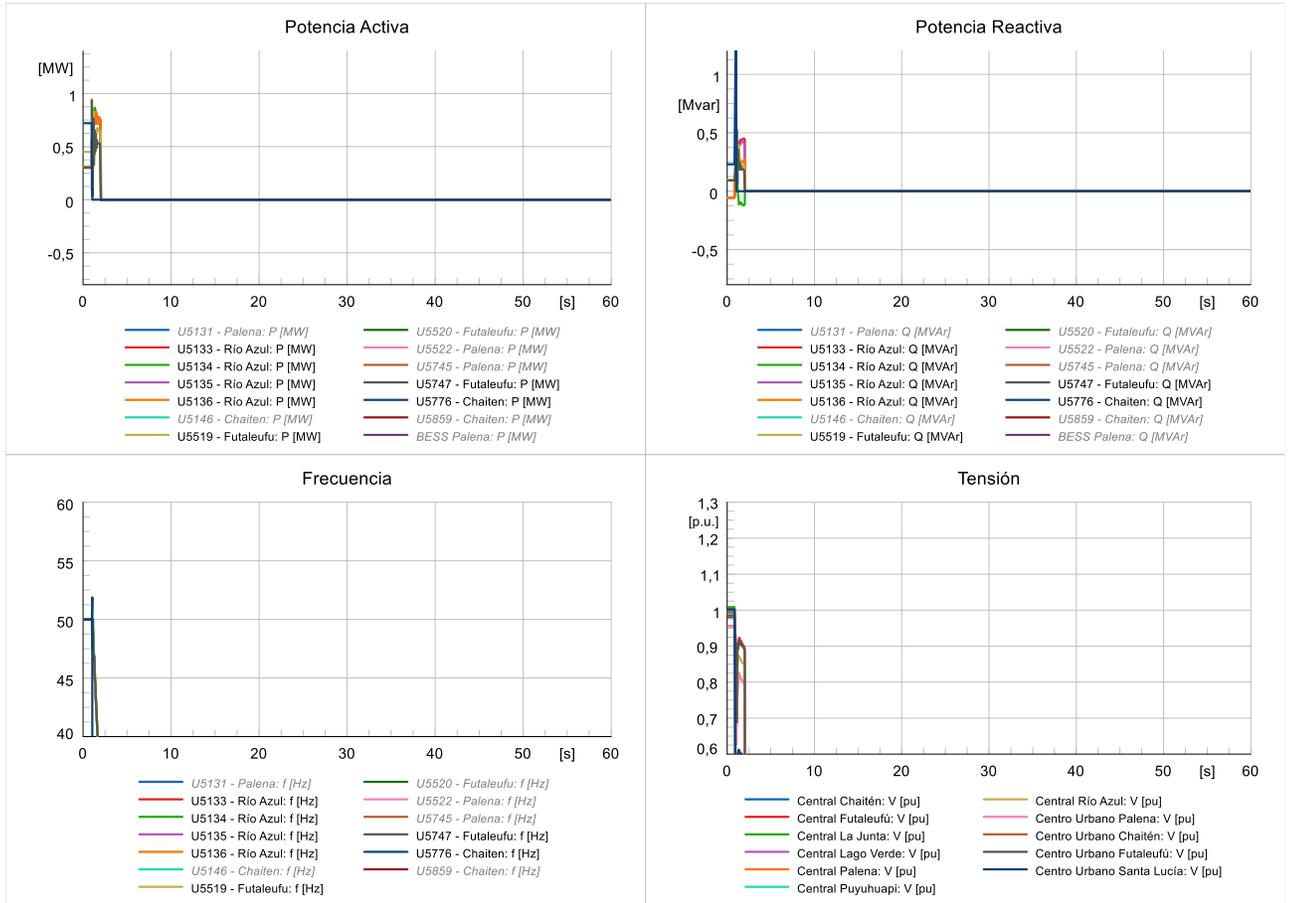
E05-G02-DM



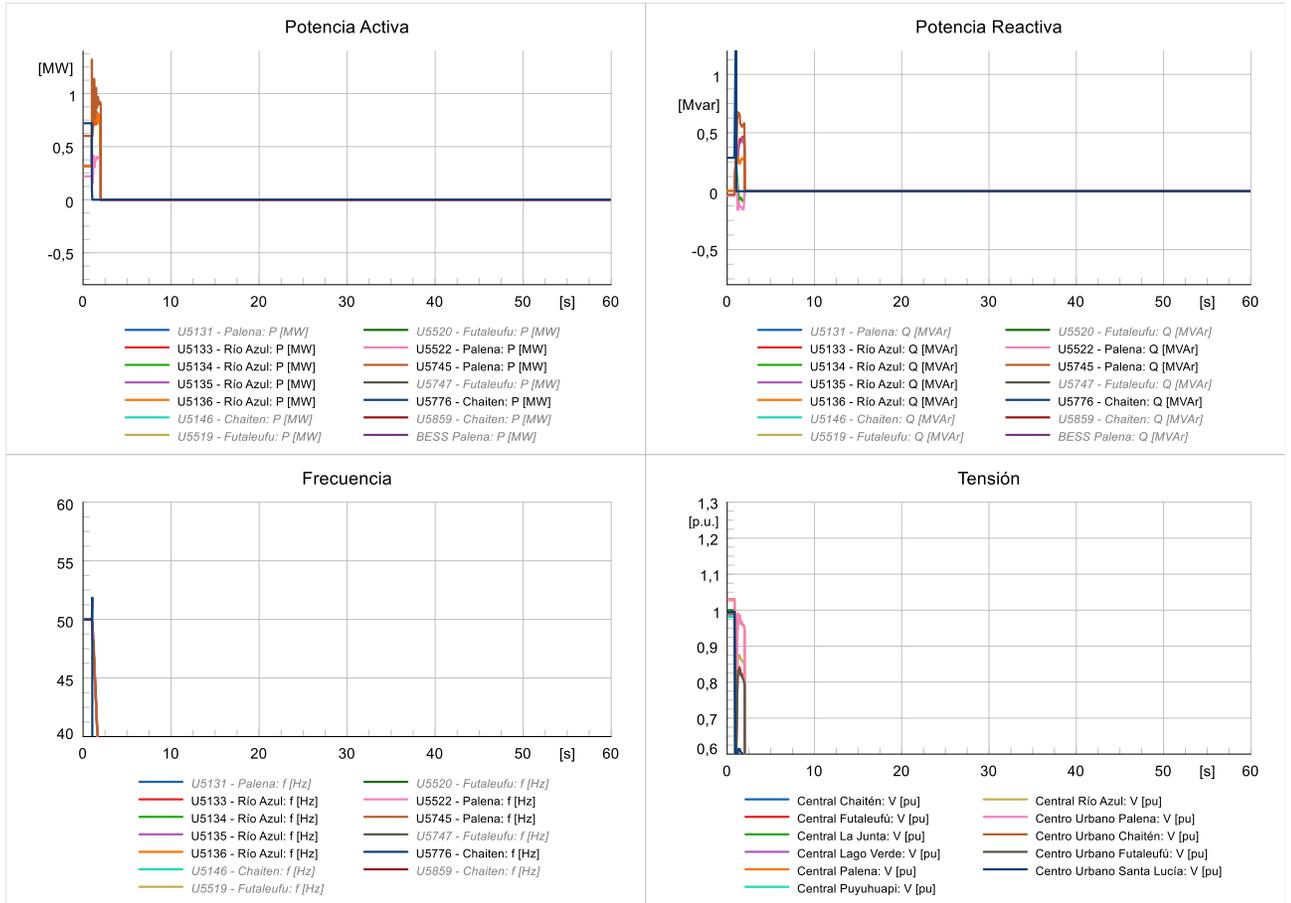
E06-G03-DM



E07-G02-DA

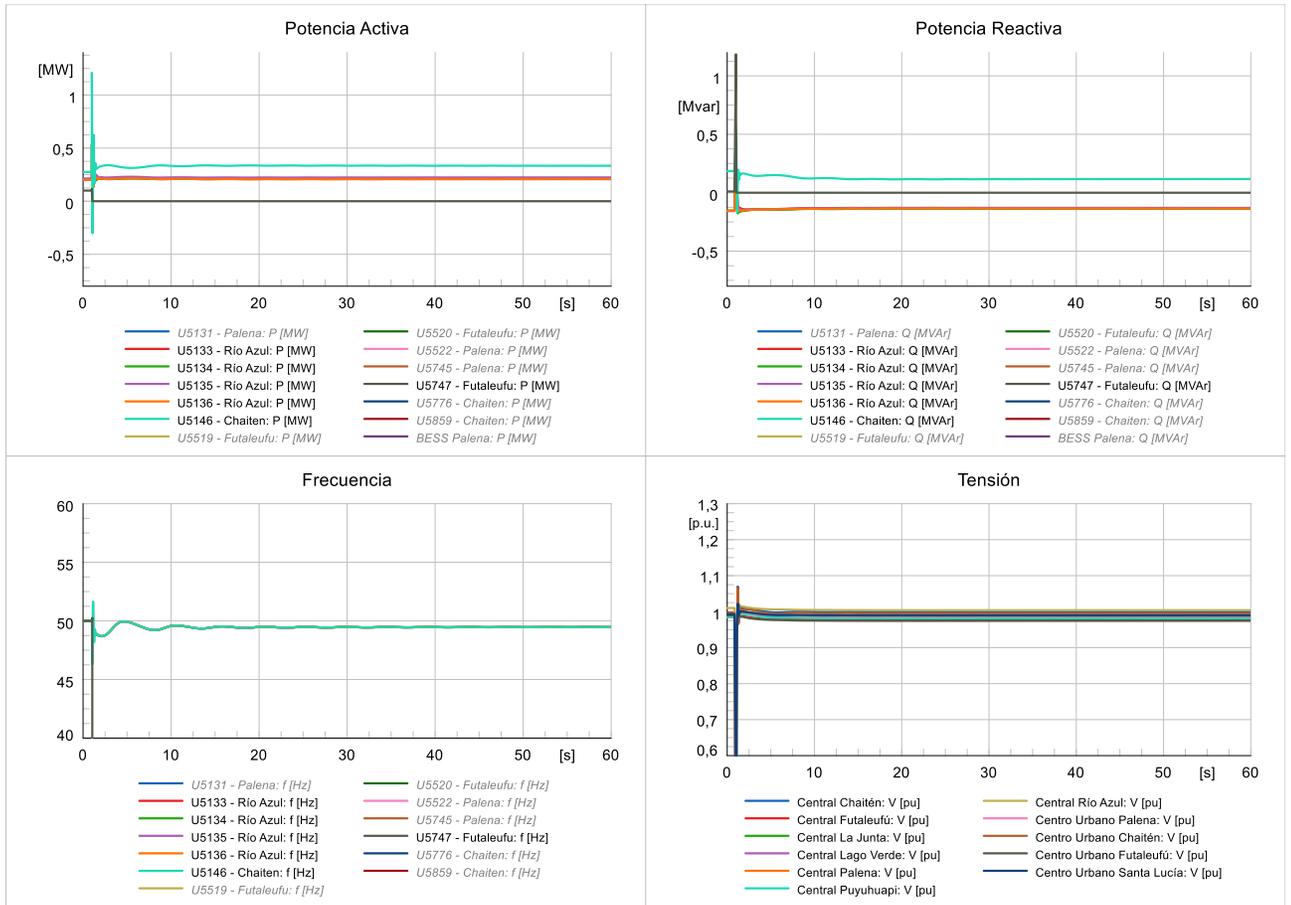


E08-G03-DA

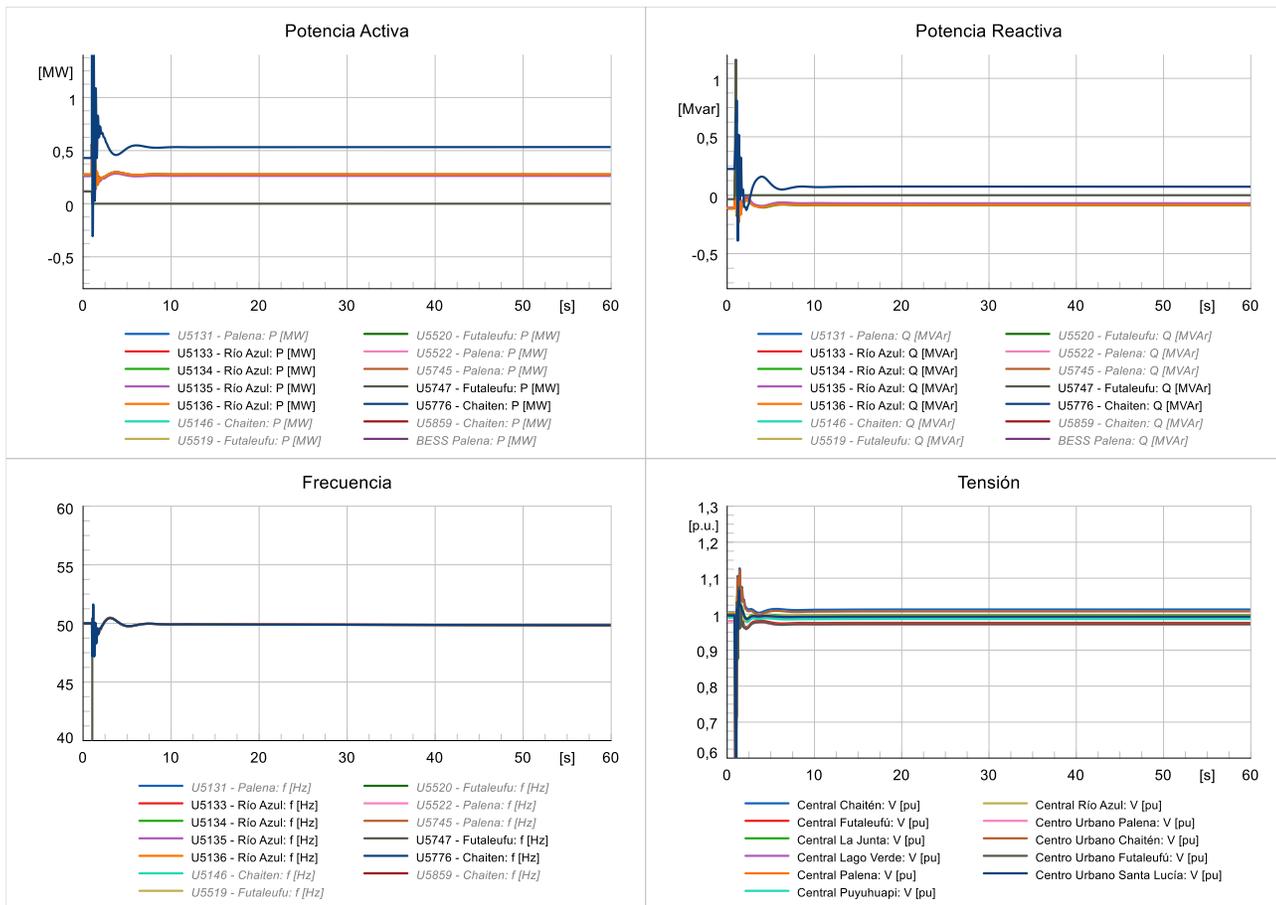


CONTINGENCIA 11: DESCONEXIÓN CENTRAL FUTALEUFÚ

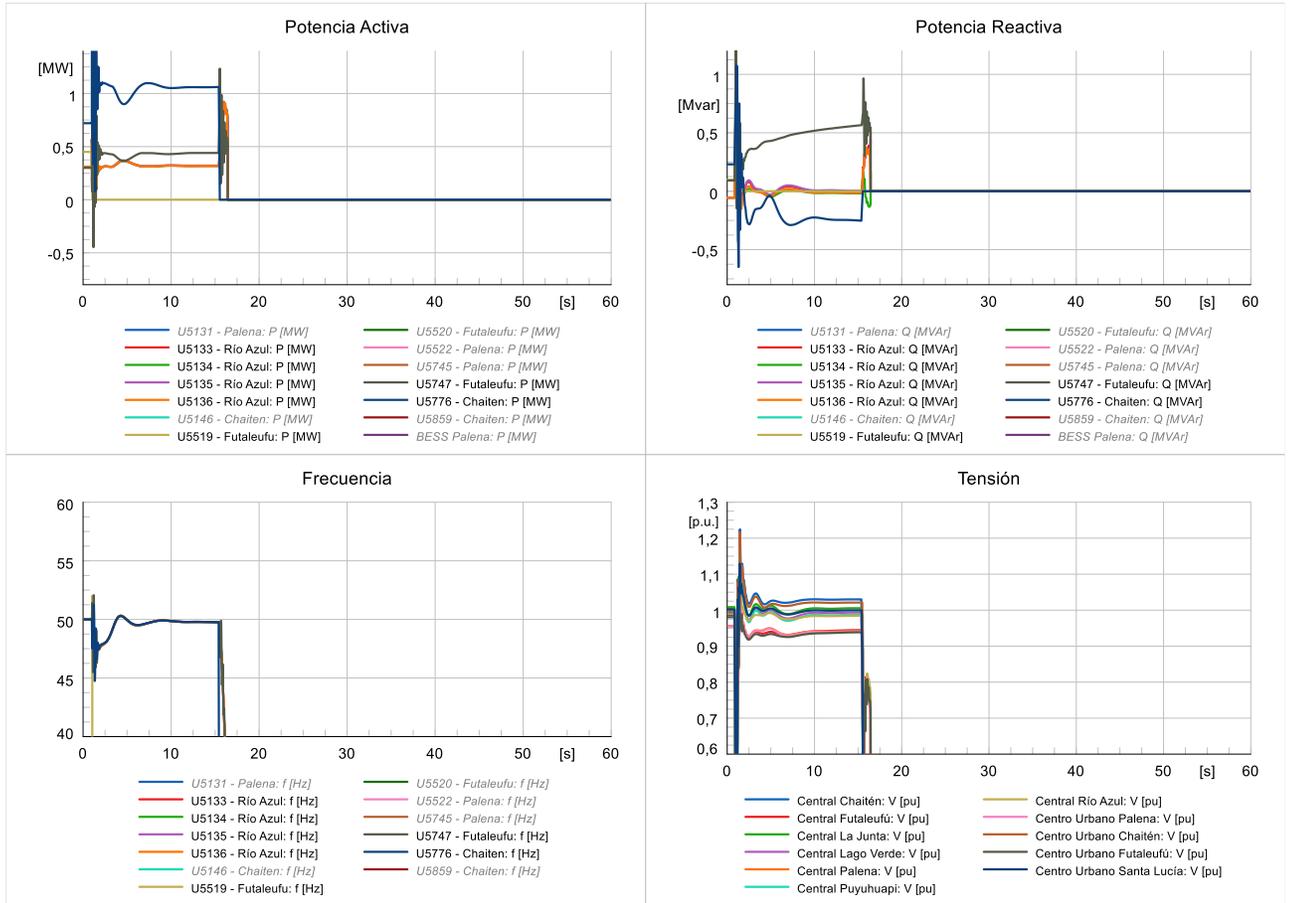
E02-G02-DB



E05-G02-DM

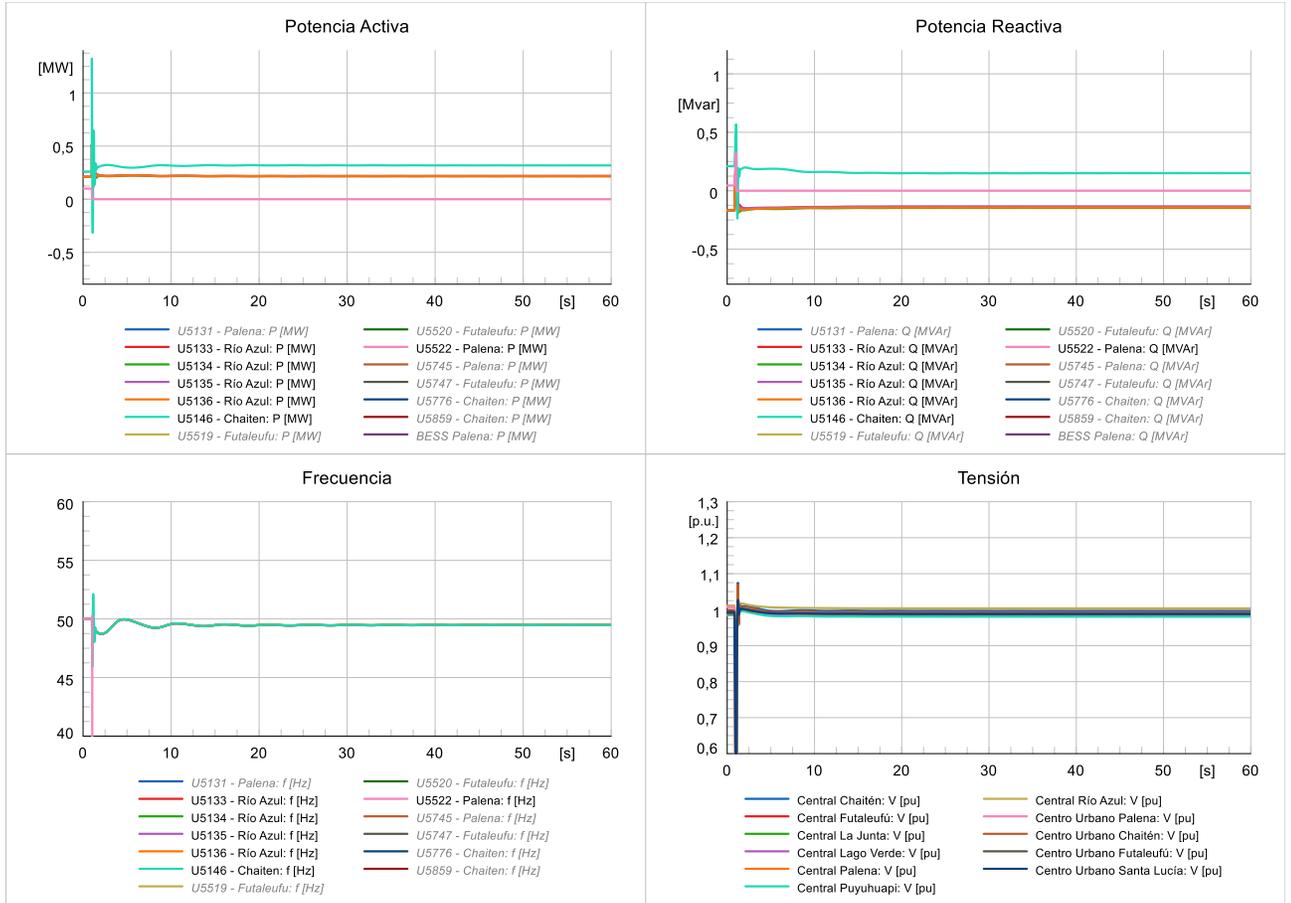


E07-G02-DA

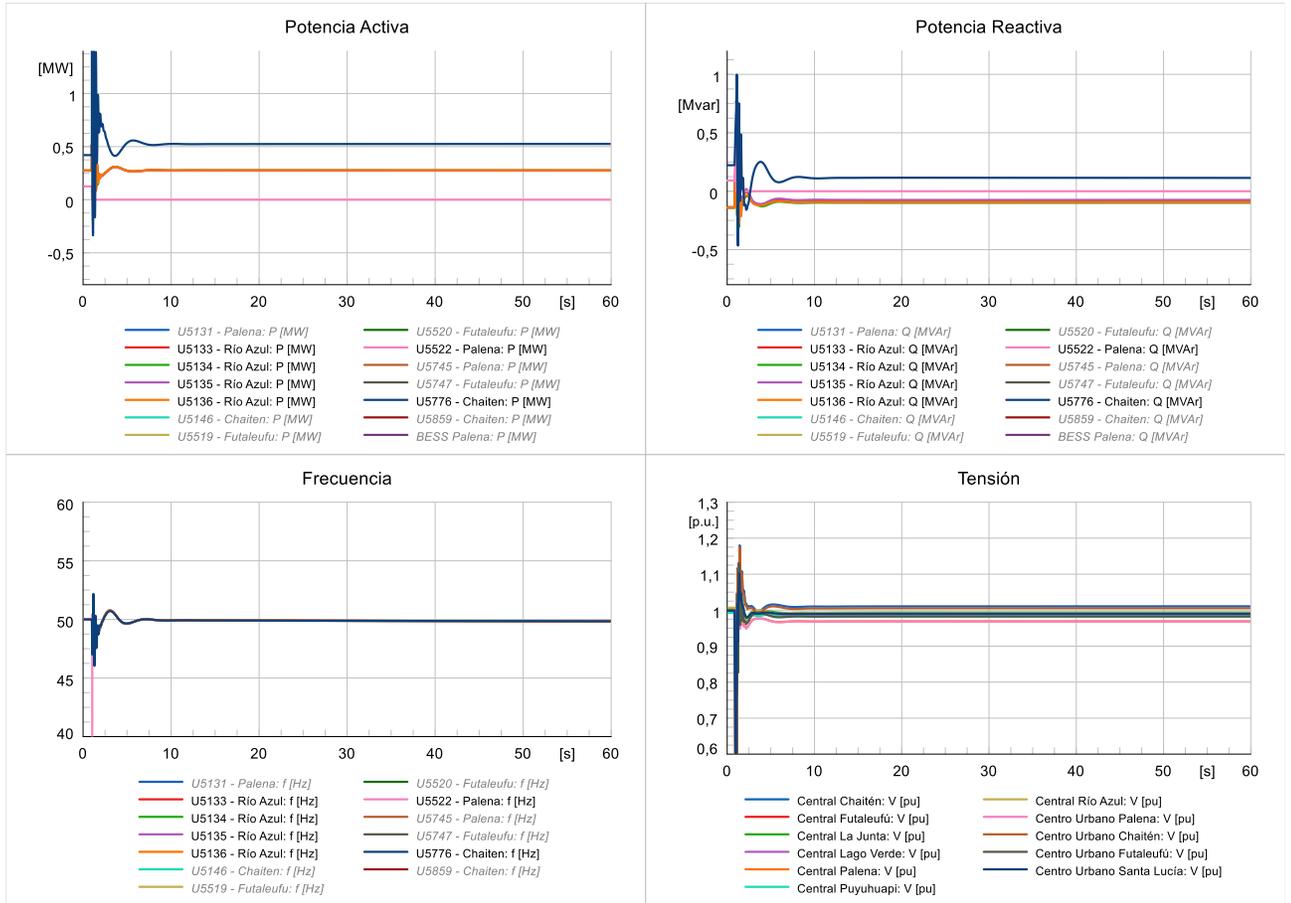


CONTINGENCIA 12: DESCONEXIÓN CENTRAL PALENA

E03-G03-DB



E06-G03-DM



E08-G03-DA

